

DISEÑO DE UN AEROGENERADOR PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA EL ALUMBRADO NOCTURNO-EXTERNO DE LA PLANTA
VIDRIO ANDINO S.A.

IVÁN FELIPE LUNA GONZÁLEZ
MARÍA FERNANDA RAMOS ROA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2.017

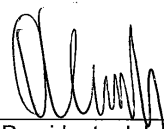
DISEÑO DE UN AEROGENERADOR PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA EL ALUMBRADO NOCTURNO-EXTERNO DE LA PLANTA
VIDRIO ANDINO S.A.

IVÁN FELIPE LUNA GONZÁLEZ
MARÍA FERNANDA RAMOS ROA

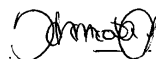
Proyecto Integral de grado para optar el título de
INGENIERO MECÁNICO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2.017

Nota de aceptación:



Presidente del Jurado
Ing. Álvaro Romero



Jurado 1
Ing. Scherazada Calderón



Jurado 2
Ing. Edwin Raúl Rivera

Bogotá, Septiembre de 2.017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Jaime Posada García - Peña

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director de Programa de Ingeniería Mecánica

Ing. Carlos Mauricio Veloza Villamil

La información que se incluye y analiza en el presente proyecto es responsabilidad absoluta de sus autores.

Inicialmente me gustaría agradecer a Dios por cada una de las oportunidades que me ha brindado, y por poder finalizar una etapa más en mi vida. Dedico este proyecto de grado a las personas que me han colaborado de una u otra forma, en especial a mis padres Orlando Luna Fernández y Martha Isabel González Morales por su esfuerzo, dedicación y consejos que nunca me hicieron falta, a mi hermana Luisa Fernanda Luna que inicia su vida universitaria y espero aproveche cada una de las oportunidades que tiene, sé que será una de las mejores en todo lo que se proponga realizar en su proyecto de vida. Muy especialmente dedico este trabajo a mi tía Sandra Liliana González para darle mucha fortaleza tanto física y espiritual yo estoy seguro que saldremos adelante de este difícil momento.

Por último quiero agradecer a mi compañera de vida por los dos últimos años y actual compañera de proyecto María Fernanda Ramos Roa por su paciencia y sabiduría para llevar a cabo este proyecto, espero y aspiro seguir compartiendo muchos logros a tu lado.

Iván Felipe Luna González

A Dios por darme la vida y cada día llenarme de bendiciones, a mi mamá, hermana y abuelita que su fortaleza me inspira a ser mejor cada día, a mi abuelo por sus oraciones y a mi papá por confiar en mí. Por último a mi compañero Iván Felipe que sin su esfuerzo, paciencia y dedicación nada de esto sería posible, este solo es el inicio de muchos más retos que nos quedan juntos.

María Fernanda Ramos Roa

Primero que todo queremos agradecer a Dios por darnos la vida y permitirnos culminar una etapa más en nuestro camino. También a nuestros padres y hermanas que con su apoyo y motivación nos han iluminado el camino para alcanzar nuestros logros.

De igual forma queremos agradecer al Ing. Clímaco León y al Ing. Javier Suarez que nos abrieron las puertas de la empresa Vidrio Andino S.A. Por último, a todos los docentes y orientadores de la Fundación Universidad de América que nos guiaron en nuestro proceso de aprendizaje.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. EMPRESA	22
1.1 SAINT-GOBAIN Y SUS ORIGENES	22
1.2 SAINT-GOBAIN EN COLOMBIA	23
1.3 VIDRIO ANDINO S.A	24
1.3.1 Razón social	24
1.3.2 Misión	24
1.3.3 Visión	24
1.3.4 Principios generales de Conducta	24
1.3.5 Principios generales de Actuación	25
1.3.6 Política de Gestión	25
1.4 PRODUCCIÓN DE VIDRIO FLOTADO	25
2. LA ENERGÍA EÓLICA Y LOS AEROGENERADORES	27
2.1 ENERGÍA EÓLICA	27
2.1.1 Situación actual de la energía eólica	27
2.1.2 Situación actual de la energía eólica en Colombia	28
2.2 AEROGENERADORES	31
2.2.1 Origen de los aerogeneradores	31
2.2.2 Origen de los aerogeneradores en Colombia	33
2.2.3 Fundamentos de un aerogenerador	33
2.2.4 Avances de los aerogeneradores	34
2.2.5 Clasificación de los aerogeneradores	35
2.3 ESTUDIO DE VIENTOS	37
3. CONCEPTUALIZACIÓN Y PARAMETRIZACIÓN	40
3.1 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR	40
3.2 EQUIPOS AUXILIARES	42
3.3 FUNCIONAMIENTO	43
3.4 RECURSO EÓLICO	44
3.4.1 Rosa de vientos	44
3.4.2 Mediciones de velocidad	45
3.5 REQUERIMIENTOS	46
4. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE COMPONENTES	47
4.1 CONSUMO Y POTENCIA DEL ALUMBRADO	47
4.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO	48
4.2.1 Variación de la velocidad del viento según la altura	52
4.2.2 Densidad del viento	54
4.3 POTENCIAL EÓLICO	55

4.4 SELECCIÓN DE PERFIL AERODINAMICO	66
4.5 SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA	74
4.6 DISEÑO DEL BUJE	85
4.7 DISEÑO DEL CONO	86
4.8 SELECCIÓN DE ALTERNADOR	87
4.9 DISEÑO DE EJE DE TRANSMISIÓN	90
4.9.1 Sujeción por soldadura	93
4.9.2 Sujeción por tornillos	97
4.9.3 Selección de rodamiento	97
4.9.4 Selección de acople	98
4.10 SELECCIÓN DE SISTEMA DE FRENO	98
4.11 DISEÑO DEL BASTIDOR	103
4.12 DISEÑO DE GÓNDOLA	104
4.13 SISTEMA DE ORIENTACIÓN	106
4.14 SELECCIÓN DE SISTEMA ELÉCTRICO	112
4.14.1 Banco de baterías	113
4.14.2 Rectificador	117
4.14.3 Regulador de voltaje	117
4.14.4 Oscilador	118
4.14.5 Transformador	118
4.15 POTENCIA ÚLTIMA Y EFICIENCIA GLOBAL	119
4.16 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGIA DEL AEROGENERADOR	120
 5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	 121
5.1 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	121
5.1.1 Alternativa 1	121
5.1.2 Alternativa 2	122
5.1.3 Alternativa 3	123
5.2 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA	124
 6. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA	 126
6.1 CIMENTACIÓN	126
6.2 ACCESIBILIDAD	127
6.3 MATERIAL	127
6.4 DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA	127
6.5 ESTUDIO DE CARGAS	128
6.5.1 Momento flector	130
6.5.2 Tensión máxima	135
6.5.3 Desplazamiento horizontal	137
6.5.4 Desplazamiento vertical	139
6.5.5 Pandeo	140
6.5.6 Resonancia	144
6.7 SELECCIÓN DE LAS DIMENSIONES	146
6.8 SUJECIÓN DE LA ESTRUCTURA	148
6.8.1 Unión soldada	149

6.8.2 Sujeción por bridas	150
6.9 MONTAJE AEROGENERADOR	153
6.10 ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR	156
7. SIMULACIÓN POR MEDIO DEL MEF	158
7.1 SIMULACIÓN DEL EJE	158
7.2 SIMULACIÓN DEL BASTIDOR	162
7.3 SIMULACIÓN PLACA DE UNIÓN	164
7.4 SIMULACIÓN DE LA TORRE	166
8. MANUALES	171
8.1 MANUAL DE INSTALACIÓN	171
8.1.1 Instalación de la torre	171
8.1.2 Instalación de góndola	172
8.2 MANUAL DE OPERACIÓN	175
8.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO	175
9. ANÁLISIS FINANCIERO	180
10. CONCLUSIONES	187
11. RECOMENDACIONES	188
BIBLIOGRAFÍA	189
ANEXOS	194

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tratamiento estadístico velocidad del viento	49
Tabla 2 . Resultados de tratamiento estadístico	49
Tabla 3. Potencias a diferentes velocidades con diámetro de 13 m	62
Tabla 4. Potencias a diferentes velocidades con un diámetro de 7,5 m	64
Tabla 5. Potencias para un diámetro de 9,5 m	64
Tabla 6. Comparación de la potencia captada real con diferentes diámetros	65
Tabla 7. Secciones de la pala	70
Tabla 8. Resultados por sección de la pala	72
Tabla 9. Especificaciones de batería seleccionada	117
Tabla 10. Fuerza del viento por secciones a la velocidad de parada	132
Tabla 11. Costos de ingeniería	182

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Velocidades	45
Cuadro 2. Elementos luminarios	46
Cuadro 3. Potencia Perimetral LDB6C-2	47
Cuadro 4. Consumo eléctrico Perimetral LDB6C-2	47
Cuadro 5. Potencia Perimetral LDB6C-3	47
Cuadro 6. Consumo eléctrico Perimetral LDB6C-3	48
Cuadro 7. Potencia Perimetral Postes de madera	48
Cuadro 8. Consumo eléctrico Postes de madera	48
Cuadro 9. Total de potencias	48
Cuadro 10. Velocidades variando la altura	53
Cuadro 11. Tipos de perfiles	68
Cuadro 12. Especificaciones de alternador	89
Cuadro 13. Peso de los componentes	91
Cuadro 14. Especificaciones del freno	101
Cuadro 15. Peso sistema de orientación	108
Cuadro 16. Ponderación	121
Cuadro 17. Niveles de satisfacción	121
Cuadro 18. Ponderación de cada criterio	124
Cuadro 19. Satisfacción	124
Cuadro 20. Resultado Scoring	125
Cuadro 21. Rangos de estudio	128
Cuadro 22. Resultados para las dimensiones iniciales	147
Cuadro 23. Resultados para las dimensiones máximas	147
Cuadro 24. Dimensiones optimas de la estructura	148
Cuadro 25. Especificaciones de la sección 1	149
Cuadro 26. Especificaciones de la sección 2	149
Cuadro 27. Bridas de sujeción entre secciones	150
Cuadro 28. Especificaciones aerogenerador	156
Cuadro 29. Propiedades del Acero A36	162
Cuadro 30. Costo de estimado de energía eléctrica (17/21)	181
Cuadro 31. Continuación (22/26)	181
Cuadro 32. Continuación (27/31)	181
Cuadro 33. Continuación (32/36)	181
Cuadro 34. Continuación (37)	181

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Primeros sistemas eólicos	32
Imagen 2. Parque eólico Jepírachi	33
Imagen 3. Aerogenerador de eje vertical Darrieus	36
Imagen 4. Perfil FX 63 137B	69
Imagen 5. Variación de la cuerda y ángulo de calaje β	72
Imagen 6. Pala del aerogenerador	73
Imagen 7. Propiedades físicas de la pala	75
Imagen 8. Diseño de corona seleccionada	78
Imagen 9. Sistema de control de potencia y velocidad	84
Imagen 10. Ensamble	84
Imagen 11. Vista posterior del buje	85
Imagen 12. Ensamble buje y corona	86
Imagen 13. Cono	86
Imagen 14. Velocidad específica para diferentes aerogeneradores	87
Imagen 15. Alternador EV 315	90
Imagen 16. Chumacera	97
Imagen 17. Acople	98
Imagen 18. Freno de disco	102
Imagen 19. Tornillos SAE 7 de sujeción	102
Imagen 20. Freno de disco montado sobre eje	103
Imagen 21. Bastidor de la góndola	104
Imagen 22. Vista superior del bastidor	104
Imagen 23. Góndola	105
Imagen 24. Ensamble góndola y sus componentes	106
Imagen 25. Sistema de orientación	112
Imagen 26. Flujo de potencias del sistema	120
Imagen 27. Placa unión entre la corona y la torre	148
Imagen 28. Aerogenerador vista isométrica	154
Imagen 29. Montaje aerogenerador	155
Imagen 30. Escalera de acceso	155
Imagen 31. Condiciones del eje en el arranque	158
Imagen 32. Desplazamiento del eje en el arranque	159
Imagen 33. Esfuerzo del eje en el arranque	159
Imagen 34. Condiciones del eje en el freno	160
Imagen 35. Desplazamiento del eje en el frenado	160
Imagen 36. Esfuerzo del eje en el frenado	161
Imagen 37. Fuerzas sobre chasis	162
Imagen 38. Desplazamiento máximo en el bastidor	163
Imagen 39. Esfuerzo elemento nodal	163
Imagen 40. Carga sobre la placa	164
Imagen 41. Restricción en la placa	165

Imagen 42. Desplazamiento en la placa de unión	165
Imagen 43. Esfuerzos en la placa de unión	166
Imagen 44. Cargas sobre la torre	167
Imagen 45. Desplazamiento de la torre	168
Imagen 46. Esfuerzos en la torre	169
Imagen 47. Esfuerzo máximo en la torre	169
Imagen 48. Ensamble dentro de la góndola	173
Imagen 49. Diagrama de costos actuales para la empresa	182
Imagen 50. Inversión y costos anuales	184

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Participación de plantas generadoras	29
Gráfica 2. Velocidad del viento vs Potencia	65
Gráfica 3. Curva de potencia	157

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Principales marcas del grupo Saint-Gobain	22
Figura 2. Saint-Gobain en Colombia	23
Figura 3. Producción de Vidrio Flotado	26
Figura 4. Energías renovables en la producción de energía eléctrica mundial	27
Figura 5. Aumento mundial de la capacidad de energía eólica	28
Figura 6. Capacidad Efectiva Neta por Planta Generadora	30
Figura 7. Mapa del recurso	31
Figura 8. Acoples de los ejes de alta y baja	34
Figura 9. Aerogenerador a Barlovento y a Sotavento	36
Figura 10. Fuerza de Coriolis	37
Figura 11. Cinturones de presión	38
Figura 12. Viento geostrófico	38
Figura 13. Vientos locales	39
Figura 14. Componentes del aerogenerador	40
Figura 15. Generación de energía eléctrica	44
Figura 16. Rosa de vientos IDEAM	44
Figura 17. Rosa de vientos Vidrio Andino	45
Figura 18. Distribución Weibull para factores K	51
Figura 19. Zonas de turbulencia	54
Figura 20. Clases de aerogeneradores	55
Figura 21. Relaciones V_{mpv} y $v * v$	61
Figura 22. Perfil aerodinámico de un alabe	67
Figura 23. Masa de la pala	73
Figura 24. Fuerza aerodinámica	76
Figura 25. Fuerzas en la corona	77
Figura 26. Corona seleccionada	77
Figura 27. Montaje del eje del aerogenerador	91
Figura 28. Carga del peso del rotor	92
Figura 29. Características de freno de disco	100
Figura 30. Freno RINGSPAN HW150	101
Figura 31. Cargas en el rotor y en rodamiento del sistema de orientación	109
Figura 32. Sistema eléctrico	113
Figura 33. Baterías conectadas en serie	114
Figura 34. Baterías conectadas en serie	115
Figura 35. Banco de baterías 160v 2400 Ah	116
Figura 36. Voltaje vs RPM	118
Figura 37. Torre celosía	122
Figura 38. Torre tubular de acero	123
Figura 39. Torre de hormigón	123
Figura 40. Momentos y cargas ejercidas en la torre	126
Figura 41. Cimentación	127

Figura 42. Equilibrio de momentos en el centro de masa	128
Figura 43. Carga del viento sobre el sistema	131
Figura 44. Centro de masa de una parábola	132
Figura 45. Fuerzas y esfuerzos sobre la torre troncocónica	136
Figura 46. Valor de K para una columna	142
Figura 47. Grafica de zona de frecuencia natural de la torre	146
Figura 48. Tamaño de chaflán respecto a espesor	149
Figura 49. Diagrama pernos de anclaje	150
Figura 50. Soldadura de virolas	171
Figura 51. Instalación de la torre	172
Figura 52. Instalación de la góndola	173
Figura 53. Ensamble palas – rotor	174
Figura 54. Montaje del rotor	174
Figura 55. Acceso a la góndola	177
Figura 56. Apriete de los pernos	178

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Coordenadas Airfoil Tools	195
Anexo B. Coordenadas construcción del perfil	197
Anexo C. Corona giratoria Kaydon serie XT	204
Anexo D. Motorreductor – SK072.1-71L/4	208
Anexo E. Conexión del alternador	210
Anexo F. Especificaciones y dimensiones del alternador	212
Anexo G. Material AISI 1045 – Steel&Tube	215
Anexo F. Rodamiento ISB	217
Anexo I. Acople Lovejoy	219
Anexo J. Catálogo Ringspan freno de disco	221
Anexo K. Catálogo rodamientos y coronas giratorias Kaydon	224
Anexo L. Catálogo motorreductor Rossi	228
Anexo M. Guía para el usuario de Trojan Batteries	230
Anexo N. Catálogo rectificador Vishay	233
Anexo O. Catálogo osiladot Blueson sola	237
Anexo P. Catálogo transformador	240
Anexo Q. Catálogo Accermittal acero S355NL	243
Anexo R. Pernos de anclaje	246
Anexo S. Planos	248

RESUMEN

En el presente proyecto se realizó el diseño de un aerogenerador para suministro de energía eléctrica para el alumbrado nocturno – externo de la planta Vidrio Andino S.A, ubicada en Km 6.5 Vía Soacha – Mondoñedo, Vereda Canoas, donde en primera instancia se estudió el recurso eólico de la zona, luego basados en la tecnología actual de los aerogeneradores se definieron tres (3) alternativas de diseño enfocadas en el tipo de estructura del aerogenerador, se seleccionó y diseñó la más apropiada bajo las condiciones establecidas para suplir parte de la demanda de energía eléctrica de la empresa, y posteriormente se comprobó el diseño seleccionado por medio del método de elementos finitos. Los demás componentes del aerogenerador fueron seleccionados y se elaboraron planos de ubicación, fabricación y ensamble del aerogenerador, al igual que los manuales de operación, montaje y mantenimiento.

Al haber propuesto el diseño de un aerogenerador, no solo se pretende disminuir el impacto ambiental generado por el uso de recursos naturales por parte de la empresa Vidrio Andino, sino también brindar nuevas bases y promover el uso de energías renovables en la industria colombiana; por esta razón, no se evaluó el impacto ambiental que trae consigo la fabricación de la máquina. Por último, se realizó una evaluación financiera para asegurar la viabilidad del proyecto.

Palabras clave: Diseño, Aerogenerador, Energía Eléctrica, Vidrio Andino.

INTRODUCCIÓN

Las constantes problemáticas ambientales han generado la necesidad de buscar energías renovables donde existan los recursos adecuados para su funcionamiento, por tal motivo la *importancia* en este proyecto de diseñar un aerogenerador que supla parte de la energía eléctrica al alumbrado nocturno-externo de la planta Vidrio Andino S.A permitirá disminuir costos de energía eléctrica y mitigar la contaminación ambiental que actualmente se presenta.

El *origen* del problema se da ya que actualmente la empresa Vidrio Andino S.A, tiene una operación permanente comercializando y fabricando vidrio flotado, debido a su proceso de producción y a la iluminación con la que cuentan, existe una alta demanda de energía eléctrica generando un alto costo de esta.

Para disminuir costos de energía eléctrica este proyecto plantea como *objetivo* general “Diseñar un aerogenerador para suministro de energía eléctrica para el alumbrado nocturno-externo de la planta Vidrio Andino S.A.”, y como objetivos específicos se establecieron los siguientes;

- ✓ Analizar el estado actual de la tecnología de aerogeneradores en Colombia
- ✓ Establecer los requerimientos funcionales y parámetros básicos del aerogenerador
- ✓ Evaluar y seleccionar los componentes necesarios para el aerogenerador
- ✓ Plantear y evaluar alternativas de diseño para la estructura del aerogenerador
- ✓ Diseñar la estructura del aerogenerador
- ✓ Simular por medio de MEF la estructura del aerogenerador
- ✓ Elaborar los planos de ubicación, fabricación, ensamble y montaje del aerogenerador
- ✓ Elaborar los manuales de operación, mantenimiento y montaje del aerogenerador
- ✓ Evaluar financieramente el proyecto

El *alcance* de este proyecto abarca únicamente el diseño de la estructura del aerogenerador que funcionará 12 horas del día específicamente desde las 6:00 pm hasta las 6:00 am, este suplirá energía eléctrica a un circuito de iluminación nocturna-externa, el cual demanda una potencia de 10 kW. No incluye la construcción de algún prototipo.

La *limitación* de este proyecto será el diseño de un aerogenerador, en donde se seleccionarán los sistemas de freno, transmisión, tipo de aspas y el generador eléctrico de tal forma que cumpla con la demanda establecida por la empresa.

La *metodología* utilizada para el diseño de la estructura, será la selección óptima partir de una evaluación de alternativas, se utilizarán los software; Solid Edge y NX-9, tanto para el diseño detallado como para la simulación de la misma, de igual forma se desarrollarán planos de fabricación y montaje.

El *avance* de este proyecto brindará nuevas bases para el uso de energías renovables en la empresa Vidrio Andino S.A., ya que este es el primero de este ámbito en la empresa, y así promoverá el uso de energías alternativas en la industria colombiana, puesto que no ha sido un sector con un amplio desarrollo.

El diseño de un aerogenerador para obtención de energía eléctrica a partir del viento como recurso eólico es la *aplicación* de este proyecto, para iluminación.

1. EMPRESA

1.1 SAINT-GOBAIN Y SUS ORIGENES

En el siglo XVIII¹, comienza a crearse Saint Gobain, en el mandato del Rey Luis XIV, quien para evitar que la manufactura veneciana se apoderara del mercado europeo de los cristales, concedió a Nicolas Dunoyer y a sus asociados la patente real para la fabricación de cristales para espejos mediante un procedimiento revolucionario, el cual era la fundición del vidrio sobre una mesa, así se instala la primera planta de fabricación llamada “Royale Des Glases De Mirois” que años más tarde se uniría con su principal competidor La “Compagnie Thévart” creando una nueva fábrica en un pequeño municipio francés llamado Saint Gobain. En 1.858 Saint Gobain se une con Saint-Quirin al mismo tiempo que se establece en Alemania, convirtiéndose en un grupo de talla internacional.

Actualmente, Saint-Gobain se ha convertido en una multinacional ubicada en 66 países de los cinco continentes², cuenta con 190.000 colaboradores a nivel mundial, posee 12 centros de investigación y 350 años de historia. Su expansión ha permitido no solo convertirse en una de las grandes productoras de Vidrio sino que ha incursionado en otras unidades estratégicas de negocio como por ejemplo; materiales de construcción, abrasivos, soluciones textiles y plásticos.

Figura 1. Principales marcas del grupo Saint-Gobain



Fuente: Saint-Gobain. Disponible en <http://saint-gobain.com.mx/node/50#>

¹ Saint Gobain. Historia Del Grupo Saint-Gobain. [Electronic (1)]. [en línea]. [Consultado el Octubre 182016]. Disponible en: <<http://www.saint-gobain350aniversario.com/#!/es/las-fechas-clave-de-nuestra-historia>>.

² Saint Gobain, Acerca De Saint-Gobain | Saint-Gobain. [en línea]. [Consultado el 10/18/2016]. Disponible en: <<http://saint-gobain.com.mx/acerca>>

Saint-Gobain está dividida en cuatro (4) áreas de trabajo; distribución de materiales para la construcción, materiales de construcción, materiales innovadores y envases de Verallia. Así es que hoy en día es uno de los 100 grupos industriales más importantes del mundo y una de las 100 compañías más innovadoras debido a su calidad en cada producto de la marca buscando adaptarse a los nuevos mercados³.

1.2 SAINT-GOBAIN EN COLOMBIA

En el año 1.974 se da el primer contacto de la multinacional francesa con territorio colombiano ya que se crearon las dos primeras plantas industriales, una de ellas que se ubicó en Barranquilla y la otra en la localidad de Usme en la ciudad de Bogotá, estas plantas se usaron para la transformación de vidrio para materiales de construcción y para el sector automotriz, posteriormente en el año 1.996 la empresa productora de abrasivos la adquiere Saint Gobain en Colombia, un año más tarde en 1.997 la empresa Vidrio Andino entra al mercado comercializando vidrio flotado y otras clases de vidrios, luego en el año 1.998 se hace cargo de la mayor participación de PAM de Colombia.

Saint-Gobain en el año 2.016 cuenta con 4 plantas de producción en Colombia; FiberGlass (fibra de Vidrio) y Norton-Carborundum (abrasivos), Vidrio Andino (Vidrio Flotado), FiberGlass (Mantos impermeabilizantes) y Canalización PAM. En la Figura 2 se puede observar las plantas de Saint Gobain en Colombia con su respectiva ubicación;

Figura 2. Saint-Gobain en Colombia



Fuente: Saint-Gobain. Disponible en <http://saint-gobain.com.-mx/colombia>.

³ Saint Gobain, Acerca De Saint-Gobain | Saint-Gobain. [En línea]. [Consultado el 10/18/2016]. Disponible en: <<http://saint-gobain.com.mx/acerca>>

1.3 VIDRIO ANDINO S.A.

Vidrio Andino S.A es un Joint Venture entre Saint Gobain, Grupo Empresarial Antioqueño y NSG Pilkington, que desde el año 1.997 se encarga de comercializar vidrio flotado. A partir del año 2.008 se dio inicio a la construcción de la primera planta de producción de Vidrio flotado en Colombia ubicada en Km 6.5 Vía Soacha – Mondoñedo Vereda Canoas, la cual inicio sus operaciones el 14 de Mayo de 2.013⁴. Los principales mercados en los que aparece el portafolio de productos de la empresa son: Construcción (Comercial y Residencial), la industria automotriz, electrodomésticos y también se emplea para muebles y decoración, incluso actualmente se importan vidrios de control solar los cuales contribuyen a cuidar el medio ambiente⁵.

1.3.1 Razón social⁶. Vidrio Andino S.A, su objeto social es la fabricación y comercialización de vidrio flotado, para las diferentes aplicaciones como; en la construcción (Comercial y Residencial), la industria automotriz, electrodomésticos y también se emplea para muebles y decoración.

1.3.2 Misión. “Somos la primera Planta de Vidrio Flotado en Colombia, entregando productos y servicios de calidad de forma segura y sostenible, utilizando tecnología de punta.”

1.3.3 Visión. “Ser referencia de innovación y servicio en el mercado del vidrio plano.”

1.3.4 Principios generales de Conducta. La empresa Vidrio Andino cuenta con los siguientes principios generales de conducta;

- ✓ Compromiso Profesional
- ✓ Respeto a las personas
- ✓ Integridad
- ✓ Lealtad
- ✓ Solidaridad

⁴ MARTÍNEZ, María Camila. Diseño de una máquina trituradora de vidrio, para la línea de transporte de vidrio, en la empresa Vidrio Andino. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016. p.21

⁵ Vidrio Andino. Vidrio Andino | Con seguridad, vidrio flotado de calidad [en línea]. [Consultado el 10/18/20162016]. Disponible en: <<http://vidrioandino.com/#>>

⁶ Vidrio Andino. Vidrio Andino | Quiénes Somos [En línea]. [Consultado el 10/18/20162016]. Disponible en: <<http://vidrioandino.com/quienes-somos/#>>

1.3.5 Principios generales de Actuación. La empresa Vidrio Andino cuenta con los siguientes principios generales de actuación;

- ✓ Respeto por la legalidad vigente
- ✓ Respeto al medio ambiente
- ✓ Respeto a la Seguridad e Higiene en el trabajo
- ✓ Respeto a los derechos de los empleados

1.3.6 Política de Gestión. “Vidrio Andino actuando como fabricante y comercializador de vidrio flotado busca el desempeño competitivo y responsable en todas sus actividades, sustentando en los siguientes aspectos:

- ✓ Trabajamos de forma prioritaria en la prevención de lesiones y enfermedades laborales
- ✓ Prevenimos el impacto ambiental de nuestras operaciones fomentando el desarrollo sostenible
- ✓ Cumplimos los requerimientos legales y otros reglamentos aplicables
- ✓ La satisfacción del cliente es el centro de nuestra razón de ser
- ✓ Ofrecemos productos y servicios de alta calidad
- ✓ Nuestra cultura está basada en la mejora continua
- ✓ Estamos comprometidos con la Responsabilidad Social Empresarial”

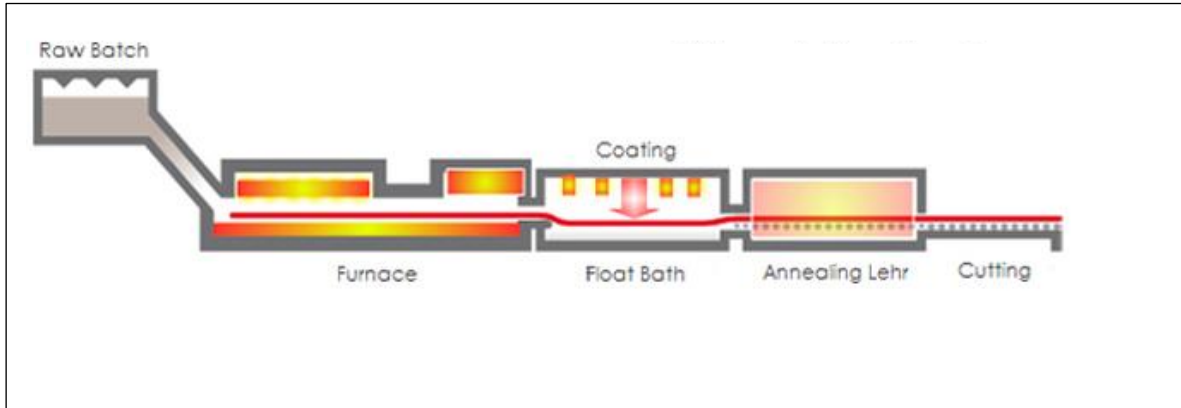
1.4 PRODUCCIÓN DE VIDRIO FLOTADO

El proceso de producción de vidrio flotado se inicia con la mezcla⁷ de compuestos vitrificantes como lo es el sílice, fundentes como la cal, y casco que es vidrio reciclado, va a un horno que se encuentra a una temperatura de aproximadamente 1.500 °C, allí los materiales de la mezcla se empiezan a fundir. Posteriormente la masa homogénea conformada pasa por una piscina de estaño fundido a una temperatura de 1.038 °C llamado Float, donde se define el espesor de la lámina, a continuación pasa por una cámara de recocido llamada Extendería en la cual se bajan tensiones generadas en la lámina para poder cortarla, la entrada del vidrio es 607°C y su salida de 282°C, siguiendo el proceso de corte donde como su palabra

⁷ Vidrio Andino. Vidrio Andino | Con seguridad, vidrio flotado de calidad [en línea]. [Consultado el 10/18/20162016]. Disponible en: <<http://vidrioandino.com/#>>

lo indica se corta la lámina, se controla la temperatura del vidrio en un rango de 80°C a 60°C dependiendo al espesor, y también es apilado por brazos robóticos⁸, hasta llegar por último a logística, donde es almacenado el material. En la figura 3 se puede observar el proceso de producción de vidrio flotado;

Figura 3. Producción de Vidrio Flotado



Fuente: The Industrialisation of Glass Making. Disponible en: <http://giftcityuk.glass-engraver.co.uk/pages/780-the-industrialisation-of-glass-making>

⁸ Portafolio. Planta De Vidrio Flotado 've La Luz' y Ya Produce Al 100% | Empresas | Negocios | Portafolio [En línea]. [Consultado el 10/18/2016]. Disponible en: <<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/planta-vidrio-flotado-ve-luz-produce-100-9079>>

2. LA ENERGÍA EÓLICA Y LOS AEROGENERADORES

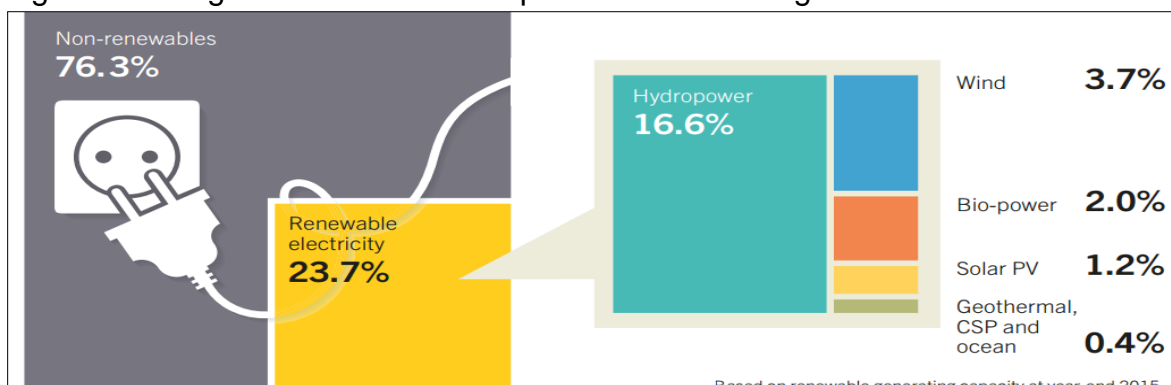
En el presente capítulo se muestra la relación existente entre el fluido y la máquina generadora de energía eléctrica, a continuación se encuentra sus características;

2.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía que puede ser aprovechada por el viento en un lugar específico para la producción de electricidad se llama energía eólica⁹, en el transcurso de la historia del hombre ha sido uno de los recursos naturales más utilizados, antiguamente era usado para la navegación, la propulsión de molinos de viento, que tenían como fin moler alimentos o bombear agua, entre otras actividades, algunas de estas se siguen usando hoy en día, un ejemplo de ello es el Aero bombeo.

2.1.1 Situación actual de la energía eólica. Según el reporte de REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century),¹⁰ la estimación de la participación de energías renovables para la producción mundial de energía eléctrica en el año 2.015 fue de un 23.7%, del cual un 3.7% fue a partir de energía eólica, ubicándose en un segundo lugar después de las hidroeléctricas como se puede ver en la Figura 4. El indicador de la capacidad de energía eólica para el año 2.014 fue 370 GW y para el año 2.015 433 GW, en el cual los cinco (5) países con mayor desarrollo fueron; China, Estados Unidos, Alemania, Brasil e India. El incremento de 63 GW a nivel mundial en el año 2.015, muestra la importancia de la investigación y el desarrollo que tiene actualmente el uso de la energía eólica para suplir la demanda de la generación de energía eléctrica cada vez en más países, como se nota en Dinamarca el cual tiene un 42% de demanda, Alemania más del 60% en 4 estados, y Uruguay con un 15,5%.

Figura 4. Energías renovables en la producción de energía eléctrica mundial



Fuente: REN 21. Renewables Global Status Report 2016. France: 2016

⁹ CREUS Solé, Antonio. Recurso Eólico. En: Aerogeneradores. Barcelona: ES: Cano Pina, 2012.

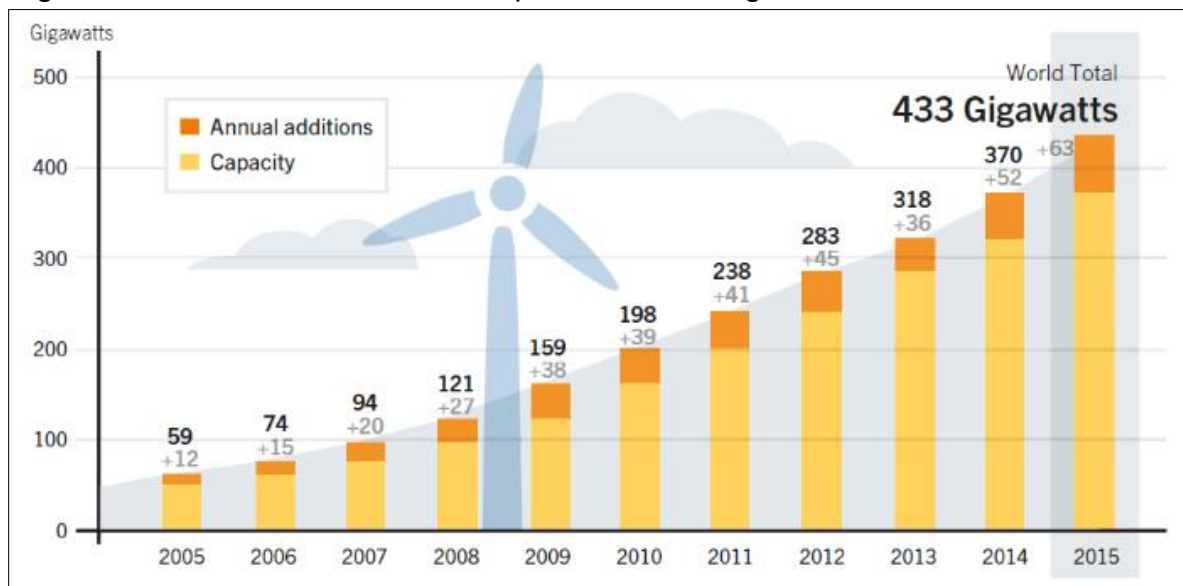
¹⁰ Renewables Global Status Report 2016. [En línea]. [Consultado el 10/18/2016]. France: 2016. Disponible en: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf> ISBN 978-3-9818107-0-7

La energía eólica fue la principal fuente de generación de energía eléctrica en Europa, Estados Unidos y en segundo lugar en China, según una estimación se suministró mayor producción de energía en todo el mundo que cualquier otra tecnología en el año 2.015.

Actualmente tanto las entidades privadas como del estado han implementado el uso de aerogeneradores por su bajo costo y fiabilidad por lo que es posible observar aerogeneradores de gran tamaño y en diferentes zonas como los llamados offshore que están ubicados sobre el mar utilizando el recurso energético de los vientos de los océanos, tal es el caso del Reino Unido que agregó 571 MW aprovechando su ubicación geográfica.

Respecto a la estimación de empleos generados directamente e indirectamente por las energías renovables a nivel mundial es de 8'052.000, y específicamente con la energía eólica es de 1'081.000, de los cuales el país que genera más empleos es China con un total de 507.000, seguido Alemania con 149.000, entre otros países como Estados Unidos con 88.000, India con 48.000, demostrando que la producción de energía eléctrica a partir de energía eólica ha crecido exponencialmente de tal forma que también aumenta el personal involucrado.

Figura 5. Aumento mundial de la capacidad de energía eólica



Fuente: REN 21. Renewables Global Status Report 2016. Disponible en: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf

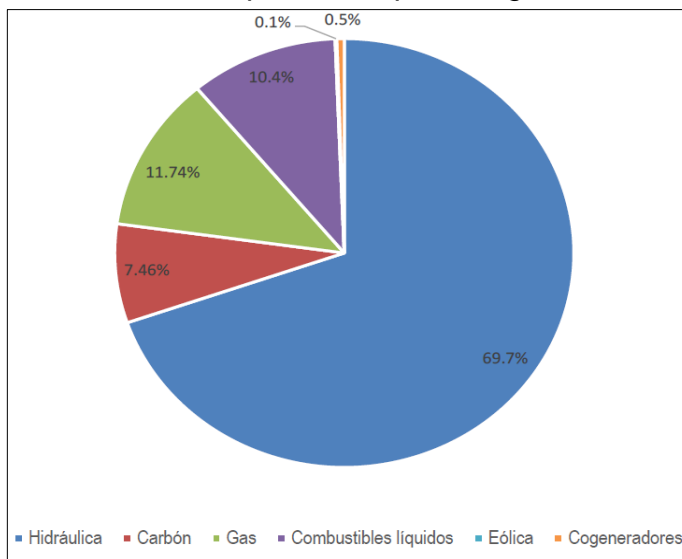
2.1.2 Situación actual de la energía eólica en Colombia. Colombia es un país el cual cuenta con varios combustibles fósiles que le han permitido producir suficiente energía eléctrica para la demanda nacional, incluso es un gran exportador de carbón. La cantidad de carbón según reportes de la UPME (Unidad de Planeación

Minero Energética) alcanza para 170 años más, en cambio la cantidad de petróleo y gas natural que hay en el territorio colombiano solo alcanzará para 7 y 15 años respectivamente, pasados estos años se deberá empezar a importar los combustibles¹¹. Esto muestra un panorama difícil para las expectativas energéticas del país, sin contar su variabilidad climática que afecta directamente la producción de energía a partir de hidroeléctricas.

Mencionado lo anterior Colombia debe darle un vistazo a la gestión de países como Costa Rica, Paraguay, Islandia, Uruguay, entre otros, debido a que están produciendo gran parte de su energía eléctrica a partir de energías renovables aprovechando las condiciones geográficas y ambientales encontradas en sus respectivos territorios.

En ese orden de ideas, las energías renovables permiten a la gran mayoría de países disminuir el impacto ambiental generado por la contaminación de las personas e industrias. En el año 2.014 se aprobó la Ley de Energías Limpias en Colombia con el fin de empezar a aprovechar el potencial eólico y solar. Hasta el momento solo se ha aprovechado el recurso hídrico, ya que aproximadamente el 70% de la producción energía eléctrica del país se da por medio de centrales hidroeléctricas, como se puede observar en la siguiente gráfica 1;

Gráfica 1. Participación de plantas generadoras



Fuente: UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029. Colombia. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_20152029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf

¹¹ UPME. Integración De Las Energías Renovables no Convencionales En Colombia. [en línea]: Colombia: 2015.

Las energías renovables en Colombia durante los años 2.014 y 2.015 fueron las que menos aportaron al Sistema Interconectado Nacional, teniendo en cuenta que la energía eólica no muestra ningún cambio durante este periodo, participando aproximadamente en un 0,1%, a diferencia de las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles que tuvieron un crecimiento tanto en la participación como en la capacidad efectiva neta, como es el caso de las plantas térmicas a Carbón.

Figura 6. Capacidad Efectiva Neta por Planta Generadora

Tipo de Planta Generadora	2014	% Participación	Septiembre-2015	% Participación
Hidráulica	10,900 MW	70.4%	10,975 MW	69.7%
Térmica Gas	1,840 MW	11.89%	1,848 MW	11.74%
Térmica a Carbón	1,003 MW	6.48%	1,174 MW	7.46%
Cogeneradores	77 MW	0.5%	82 MW	0.5%
Eólica	18 MW	0.10%	18.0 MW	0.12%
Combustibles Líquidos	1642 MW	10.6%	1,642 MW	10.4%
Total Capacidad Efectiva Neta	15,481 MW	100%	15,740 MW	100%

Fuente: UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 –2029.Colombia: 2016. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_20152029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-122015.pdf

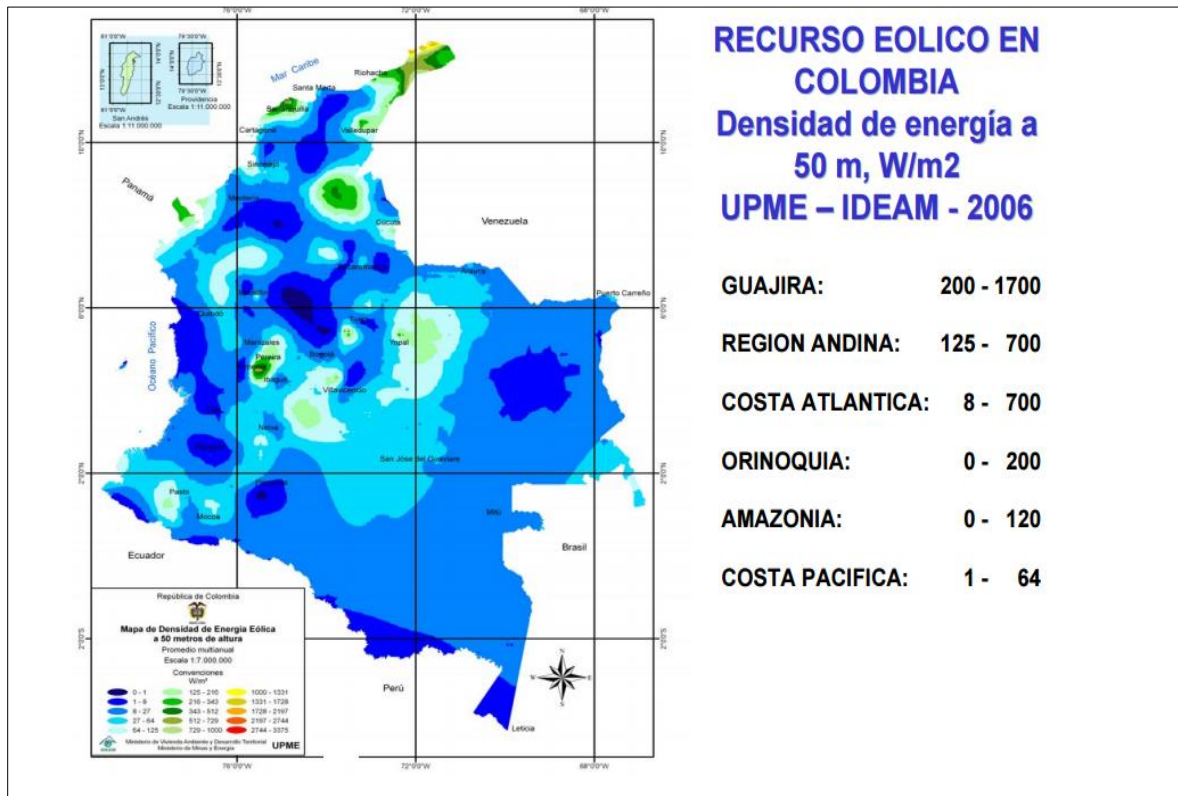
El gobierno colombiano busca para el año 2.020 producir el 6,5 % de su energía eléctrica a partir de energías renovables y para el 2.027 construir tres parques eólicos con el apoyo de países desarrollados en estos ámbitos como lo es Alemania¹². Para el año 2.029¹³ la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) plantea que Colombia produzca 1.200 MW a partir de los sistemas eólicos en la Guajira, además existen estudios realizados para la integración de tres parques eólicos al Sistema Interconectado Nacional.

En Colombia la energía eólica y la instalación de aerogeneradores se han manejado como un proceso a mediano y largo plazo, ya que es una tecnología que no es de fácil acceso para países subdesarrollados, como se puede contemplar en varios reportes los países que tienen mayor capacidad instalada son países desarrollados como es el caso de China y Estados Unidos, adicionalmente existen varios problemas socioculturales con las comunidades que habitan las zonas donde se tiene un buen potencial eólico puesto que rechazan este tipo de instalaciones. Por esta razón se han identificado otros lugares aparte de la Costa Atlántica que según estudios del IDEAM en colaboración con la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) tienen altos potenciales eólicos.

¹² Un mercado en pañales con enorme potencial de crecimiento Energía renovable no convencional en Colombia 2016

¹³ VARGAS N., Pedro. Energía 15 % será renovable Colombia | Economía | Portafolio 2016

Figura 7. Mapa del recurso



Fuente: UPME. Evaluación Convocatoria 2006 Orden al Mérito URE Disponible en: http://www.si3ea.gov.co/si3ea/Documentos/Ciure/Documentos/Octava_sesion/PR_ESENTAC_UPME.pdf

2.2 AEROGENERADORES

Las problemáticas ambientales han dado paso a nuevas investigaciones en el tema de uso de energías renovables, es así que en la actualidad se ha estudiado el potencial eólico desarrollando modelos de aerogeneradores que son capaces de producir grandes cantidades de energía eléctrica, y del mismo modo aerogeneradores que se pueden utilizar tan solo para cubrir la demanda eléctrica de un hogar con un costo no muy elevado.

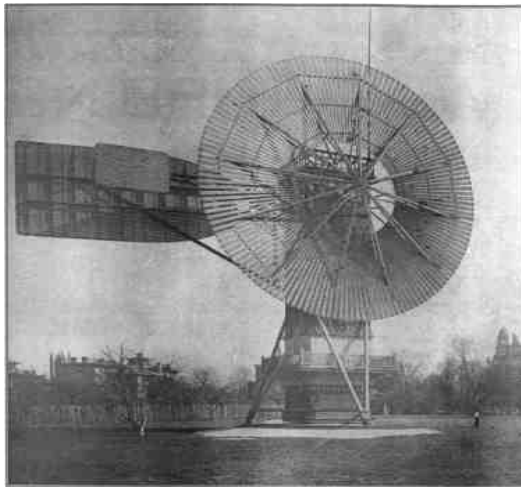
2.2.1 Origen de los aerogeneradores. Desde el 4.000 A.C y 3.000 A.C se remonta el uso del viento aplicado al transporte, con el fin de impulsar las embarcaciones sobre el río Nilo, hasta el siglo XIV cuando en Holanda se crearon los primeros molinos que ejercían un trabajo mecánico, los cuales fueron llamados Molinos múltipala¹⁴. A finales del siglo XIX el inventor Charles F. Brush construyó el primer sistema de aprovechamiento de energía del viento, el cual alimentó una fábrica de componentes eléctricos. Años después en Europa, Paul la Cour también comenzó

¹⁴ CREUS. Op. cit., p. 30

a generar electricidad para pequeños pueblos los cuales no habían tenido electricidad hasta ese momento¹⁵. A principios del siglo XX¹⁶ el norteamericano Marcellus Jacobs estudio los molinos y su posible uso como generadores de energía, su idea surgió ya que tenía un generador eléctrico que funcionaba con gasolina y esta era muy escasa todavía. Así que decidió construir un aerogenerador con un aeromotor de bombeo, el experimento dio como resultado uno de los primeros modelos de aerogeneradores llamado Jacobs compuesto por tres palas y un generador de baja potencia.

A partir de los años 70, se dio inicio al auge del estudio de la tecnología eólica debido a la crisis del petróleo, algunos países como Francia, Alemania, Estados Unidos, Dinamarca, entre otros impulsaron estos estudios. En los años 80 se instalaron los primeros sistemas eólicos, los cuales tenían grandes dimensiones y producían máximo 150 kW¹⁷ pero fue hasta 1.985 que el parlamento de Dinamarca apoyo esta tecnología, al haber aceptado no continuar con el desarrollo nuclear. Desde entonces el avance ha sido constante, teniendo variaciones en la fabricación e implementando instrumentos que han permitido alcanzar mayores eficiencias a menores costos. Un claro ejemplo del desarrollo que ha tenido la tecnología eólica son los sistemas eólicos offshore, ya que la instalación de estos sistemas demanda gran infraestructura al estar ubicadas en territorio marítimo.

Imagen 1. Primeros sistemas eólicos



Fuente: Es renovable. Disponible en:
<http://esrenovable.blogspot.com.co/2007/10/el-primer-generador-elico.html>

¹⁵ SANS Rovira, Ramón, PULLA Escobar, Elisa. El colapso es evitable: la transición energética del siglo XXI (TE21) 2014

¹⁶ Mother earth news, editors. Wind Power History: Marcellus Jacobs Interview. 09 de Octubre de 2016. [en línea]. [Consultado el Octubre 092016]. Disponible en: <http://www.motherearthnews.com/renewable-energy/wind-powerhistoryzmaz73ndzraw?pageid=1#PageContent1>

¹⁷ JARAUTA Rovira, Laura. Las Energías Renovables. Barcelona, ESPAÑA: Editorial UOC, 2015.

2.2.2 Origen de los aerogeneradores en Colombia. En Colombia los aerogeneradores se empezaron a utilizar hacia los años cincuenta¹⁸ en actividades de bombeo. Durante muchos años se usaron para estas actividades, incluso se diseñaron maquinas tomando como base las hechas por empresas extranjeras. Hacia los años noventa en Europa y Norteamérica ya existían instalaciones eólicas de gran magnitud, mientras tanto en Colombia se estaban desarrollando los primeros mapas eólicos por el IDEAM. El siglo XXI trajo consigo para Colombia la creación del primer parque eólico llamado Jepírachi,¹⁹ ubicado en la región nororiental de la Costa Atlántica colombiana, en el municipio de Uribía departamento de la Guajira, posee una potencia nominal de 19,5 MW generada por 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, producida a partir de una velocidad promedio del viento de 9,8 metros por segundo.

Imagen 2. Parque eólico Jepírachi



Fuente: La Republica. Disponible en: http://www.la-republica.co/colombia-y-su-variedad-de-regiones-para-parques-e%C3%B3licos_153506

2.2.3 Fundamentos de un aerogenerador. En 1.919²⁰ Albert Beltz demostró con la teoría de Beltz que la máxima eficiencia captada del viento por el aerogenerador es de 59%, puesto que para obtener el 100% de aprovechamiento por parte del aerogenerador es necesario detener el aire que transporta la energía cinética, pero si este se llega a detener no habría posibilidad de seguir captando energía. Además de esta, también se debe tener en cuenta que el aerogenerador como cualquier máquina va a tener pérdidas mecánicas y eléctricas.

¹⁸ PINILLA S. Álvaro. Manual de Aplicación de La Energía Eólica. Bogotá: Ministerio de Minar y Energía, 1997. ISBN 9589612156

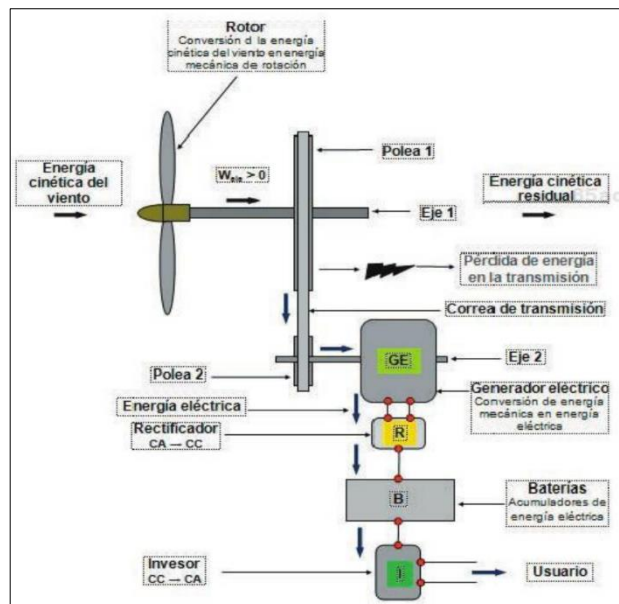
¹⁹ Empresas Públicas de Medellín, Centrales de Generación Transmisión y Distribución de Energía de EPM [en línea]. [Consultado el 10/21/20162016]. Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energía/ParqueEólico.aspx>

²⁰ ESCUDERO López, José María. Manual De Energía Eólica. Madrid, ES: Mundi-Prensa, 2003.

Como se ha descrito en el presente capítulo, la energía eólica que posee el viento es como el fluido con el cual trabaja el aerogenerador, por lo tanto cumple con ciertas leyes fundamentales de la física, las cuales son: ecuación de continuidad, teorema de Euler y la ecuación de Bernoulli.

El funcionamiento de la gran mayoría de los aerogeneradores es el mismo sin importar la cantidad de potencia generada (baja, media o alta). Algunos aerogeneradores tienen acoplado el eje del rotor al generador eléctrico como y otros aerogeneradores traen un eje de alta y un eje de baja velocidad se observa en la figura 8. El eje de baja va acoplado al rotor y a un mecanismo multiplicador allí mismo va acoplado el eje de alta que también se acopla al generador con el fin de aumentar el giro del eje de alta a partir de la relación de los engranajes y producir mayor cantidad de energía eléctrica en el generador.

Figura 8. Acoples de los ejes de alta y baja



Fuente: DOMÍNGUEZ, Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia

2.2.4 Avances de los aerogeneradores. El recurso eólico que se tiene actualmente a nivel mundial ha permitido desarrollar la nueva tecnología de los aerogeneradores, estudios sobre este tema han llevado consigo la fabricación de nuevos prototipos con mejoras en varios de sus subsistemas.

Las investigaciones se han realizado en los siguientes campos; materiales de fabricación, diseño de palas y transmisión de potencia. En el caso de los materiales se busca que los aerogeneradores sean más livianos pero que puedan soportar los esfuerzos a los que se someten, en el diseño de palas se trabajó en el ángulo de ataque y en la transmisión de potencia se buscó relaciones adecuadas para

aumentar la potencia alcanzada por el aerogenerador, es así que hoy en día existen aerogeneradores que tienen potencias de hasta 5 MW, además se están utilizando fibras y materiales compuestos de bases biológicas para varios de los componentes del aerogenerador ya que estos últimos tienen un buen desempeño técnico y un bajo impacto ambiental²¹.

En el año 2.012 se elaboró una comparación del desarrollo de la tecnología de aerogeneradores por parte del Gobierno de Extremadura en colaboración con la Unión Europea, en la cual se observó que Europa comercializa aerogeneradores entre 2-6 MW mientras Estados Unidos y el continente asiático lo hacen solo con aerogeneradores de 2-3 MW, con respecto a nuevos proyectos en Europa se están desarrollando prototipos de aerogeneradores que alcanzan potencias de 6-10 MW y su más cercano competidor es Asia que está desarrollando prototipos de 6-9 MW.

Como bien se ha descrito, el principal funcionamiento de los aerogeneradores actualmente es producir energía eléctrica a partir de la energía mecánica ocasionada por el movimiento de las palas, pero existen investigaciones que llevan su aplicación a algo más. Desde el desarrollo de baterías de mayor capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, la producción de agua e hidrogeno hasta el complemento de sistemas diésel²², es decir, la industria de generación energética a partir de sistemas eólicos se está diversificando y no se está limitando a cubrir una sola necesidad como lo es la demanda de energía eléctrica, sino que busca nuevos caminos y nuevas necesidades que cubrir.

2.2.5 Clasificación de los aerogeneradores. Los aerogeneradores se pueden clasificar en cinco categorías las cuales son;

✓ Clasificación según el eje de trabajo: se divide en dos (2) grupos según el eje en el cual rotan las hélices, es decir pueden ser horizontales o verticales. De los aerogeneradores de eje vertical existen dos tipos significativos, el Aerogenerador Darrieus y el Aerogenerador Savonius, cada uno de ellos lleva el apellido de su inventor George Darrieus y Sigurd Savonius respectivamente. Tanto el Savonius como el Darrieus son poco utilizados para la producción de energía eléctrica debido a que a su eficiencia no es muy alta. Son aerogeneradores que por su diseño tienen bajas velocidades. La gran diferencia de estos aerogeneradores es el funcionamiento de cada uno, ya que el Darrieus tiene un régimen de menor

²¹ BRØNDSTED, Povl y NIJSSEN, Rogier P. L. Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials. [Print(0)]: Woodhead Publishing, ISBN 978-0-85709-426-1.

²² ESCUDERO. Op. cit., p. 40

Imagen 3. Aerogenerador de eje vertical Darrieus

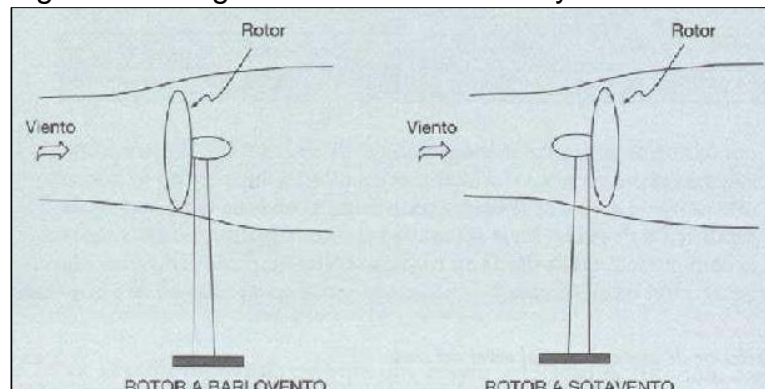


Fuente: Ecovive.com. Disponible en <http://www.ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-la-orientacion-del-rotor>

✓ Clasificación según el número de palas: los aerogeneradores pueden tener desde una (1) pala (Monopala) a varias palas (Múltipala), la cantidad de ellas no define la potencia que pueda producir el aerogenerador. Por esta razón se ha definido que el mayor rendimiento de un aerogenerador se obtiene con un aerogenerador de tres (3) palas. Un aerogenerador con demasiadas palas es llamado aerobomba y es usado para la extracción del agua ya que produce un alto par de arranque debido a la resistencia de las palas, a diferencia del aerogenerador de tres palas que no producirá mucha resistencia y girará a mayor velocidad

✓ Clasificación según la posición del rotor: los aerogeneradores se pueden dividir en Barlovento y en Sotavento. En los aerogeneradores a Barlovento el viento llega al rotor por la parte frontal del aerogenerador, es decir el viento va en dirección de las palas, en cambio Sotavento el viento entra por la parte posterior del rotor. Los aerogeneradores a Barlovento son los más fabricados. En la figura 7 se puede observar esta clasificación;

Figura 9. Aerogenerador a Barlovento y a Sotavento



Fuente: Tipos de energía. Disponible en <http://tipos-de-energia.blogspot.com.co/2006/02/energia-elica-tipos-de-generadores.html>

✓ Clasificación según el anclaje de las hélices al buje: se denominan de paso variable o de paso fijo, su gran diferencia es el tipo de anclaje que tiene las palas. El de paso variable las palas rotan sobre el eje longitudinal del aerogenerador y el de paso fijo las palas son fijas

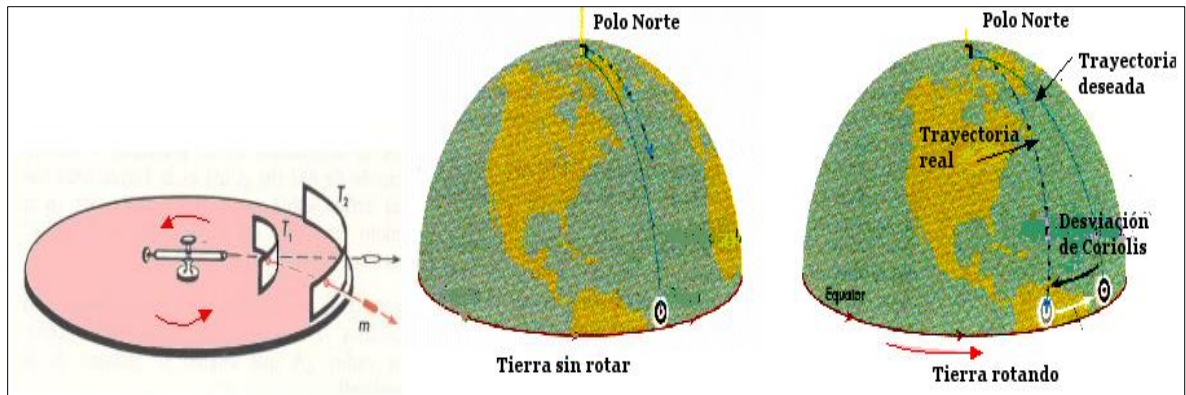
✓ Clasificación según el tamaño y la potencia: estos factores para los aerogeneradores son importantes debido a que a mayor altura de instalación encontrarán mayor velocidad del viento. El diámetro también es muy importante ya que de esa manera se determinará qué cantidad de energía puede producir por m^2 . Actualmente existen aerogeneradores con diámetros de hasta 140 m con potencias de máximo 6 MW

2.3 ESTUDIO DE VIENTOS

El viento es el movimiento del aire²³ generado por las diferentes temperaturas presentes en varios puntos de la tierra, al absorber distintas cantidades de radiación solar, el estudio de la cantidad del recurso eólico el cual es la cantidad disponible de viento en la zona donde está localizada la empresa, será fundamental ya que llevará el éxito en el desarrollo del proyecto. Para el estudio de dirección, velocidad, intensidad del viento, se deberán tener presentes los siguientes conceptos para facilitar su medición²⁴:

✓ Fuerza de Coriolis: Es la desviación que se produce en la trayectoria de un objeto de una masa determinada por la rotación de la tierra. En el caso del viento dependiendo de la latitud de la zona se conocerá la dirección aproximada en la cual predomina, sin tener en cuenta factores geográficos y climáticos.

Figura 10. Fuerza de Coriolis



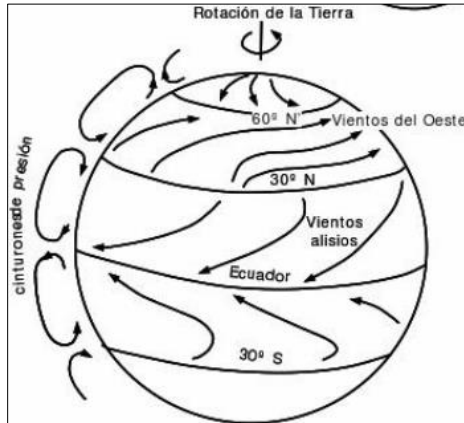
Fuente: Teleformación. Disponible en: http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/AYC/document/atmosfera_y_clima/presion/efecCoriolis.htm

²³GONZÁLEZ Velasco, Jaime. Energías Renovables. Barcelona, ES: Editorial Reverté, 2009.

²⁴ CREUS. Op. cit., p. 57

✓ Cinturones de presión: También llamados cinturones de circulación de calor, son originados por la diferencia de temperaturas en distintos puntos de la tierra, generando zonas de altas presiones y bajas presiones

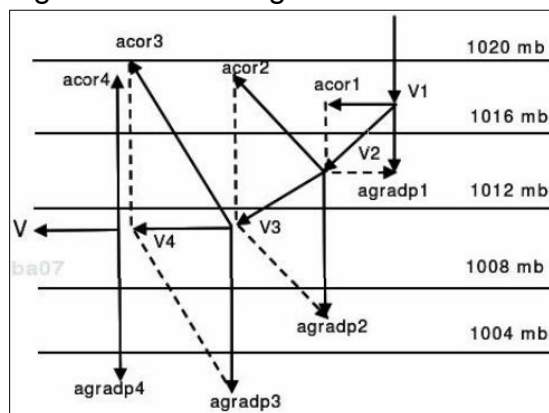
Figura 11. Cinturones de presión



Fuente: CREUS Solé, Antonio. Aerogeneradores, 2012, Barcelona España

✓ Viento geostrófico: La dirección y la intensidad del viento no solo están determinadas por la fuerza de coriolis sino que también interviene una aceleración gradiente que va desde la zona de alta presión a la de baja presión, se puede observar en el mapa sinóptico de superficie de la figura 11, donde la aceleración gradiente es perpendicular a líneas isobáricas que al cruzarse con la fuerza de coriolis descrita anteriormente genera una velocidad resultante que es llamada viento geostrófico

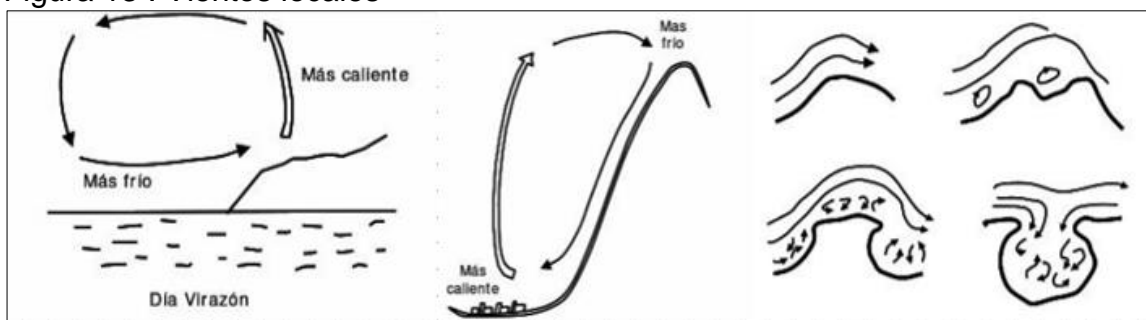
Figura 12 . Viento geostrófico



Fuente: CREUS Solé, Antonio. Aerogeneradores, 2012, Barcelona España

✓ Vientos locales: Estos se dividen según su geografía, pueden ser brisas de la costa/mar, vientos de montaña/valle y por orografía del terreno²⁵. Las brisas de la costa/mar son aquellas que por la diferencia de calentamiento y enfriamiento de la tierra y el mar se generaran corrientes de aire en diferentes direcciones, es decir, en el día la tierra se calienta más rápido que el mar es por esta razón que al subir el aire caliente se genera una depresión generando una corriente de aire en dirección del mar a la tierra en las noches ocurre de manera inversa. Vientos de montaña/valle en estos ocurre lo mismo que en el caso anterior, siendo que la montaña la que se calentara más rápido que el valle. Orografía del terreno, estos dependen de los obstáculos del terreno con lo que se pueda encontrar la corriente de aire, ya algunos pueden causar turbulencias en esta

Figura 13 . Vientos locales



Fuente: CREUS Solé, Antonio. Aerogeneradores, 2012, Barcelona España

²⁵ Ibíd, p. 6

3. CONCEPTUALIZACIÓN Y PARAMETRIZACIÓN

Para llevar a cabo el diseño del aerogenerador en la empresa Vidrio Andino S.A es necesario conocer cómo es el funcionamiento, los componentes y la conexión a la red de un aerogenerador, además se deben tener en cuenta las variables y los parámetros que afectan este sistema como lo son: su ubicación, la zona y su estudio de vientos, materiales utilizados en su fabricación, requerimientos de la empresa, normas y leyes colombianas aplicadas a los aerogeneradores.

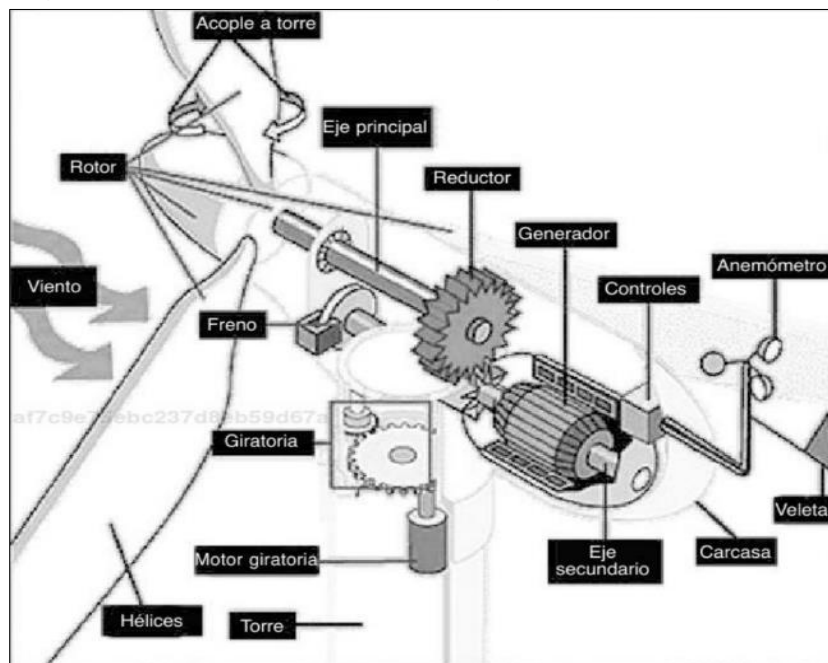
El estudio de los factores nombrados anteriormente será de vital importancia para el buen desarrollo del proyecto, ya que dependiendo de las condiciones externas el funcionamiento del aerogenerador se verá afectado, impidiendo cubrir la energía eléctrica requerida.

En el presente capítulo se definirán los estudios de los ítems nombrados anteriormente.

3.1 COMPONENTES DEL AEROGENERADOR

Como se determinó anteriormente, el funcionamiento del aerogenerador se debe al trabajo en conjunto de varios subsistemas y componentes que permiten transformar la energía del viento en energía eléctrica.

Figura 14. Componentes del aerogenerador



Fuente: ESCUDERO, López, José María, Manual de Energía Eólica, 2003, Madrid España

- ✓ Rotor: Está compuesto por el cono frontal, el buje y las hélices²⁶, es el encargado de transmitir el giro al eje de rotación que va acoplado al generador o al multiplicador
- ✓ Cono frontal: Se encuentra ubicado en frente de la góndola, posee un diseño aerodinámico que permite direccionar el viento con el fin de no tener turbulencias
- ✓ Bujes: Este componente va unido a las hélices y al eje de rotación (o eje de baja velocidad), su fabricación depende del número de hélices o palas que tenga el aerogenerador, puede ser de paso variable o de paso fijo, es decir, las hélices se acoplan al rotor o el rotor es una sola pieza con las hélices
- ✓ Hélices o palas: Son uno de los elementos más importantes del sistema ya que están en contacto directo con el viento, su diseño debe ser aerodinámico para aprovechar la máxima cantidad de viento posible, debido a esto se puede alcanzar aproximadamente 5-6% más de energía²⁷, también deben estar correctamente alineadas para que no se produzca una fuerza adicional y así más vibraciones y esfuerzos. El diseño de las hélices debe tener en cuenta tres características: el peso, la resistencia y la fuerza ya que es el elemento que soporta la mayor cantidad de esfuerzos. El peso y la resistencia deben ser proporcionales, es decir, no puede ser muy ligero ya que cuando no haya viento se detendrá el aerogenerador, ni tampoco muy pesado ya que sufrirá un mayor esfuerzo
- ✓ Góndola: Este componente debe tener un diseño aerodinámico que facilite el paso de aire, su función principal es la protección de los elementos internos como lo son: ejes de alta y baja velocidad, sistema multiplicador, generador, entre otros
- ✓ Sistema de orientación: este sistema permite rotar la góndola en dirección del viento, existen varias clases de sistemas de rotación y estos dependen del tipo de aerogenerador. Por ejemplo los aerogeneradores de eje vertical no necesitan sistemas de orientación ya que son fabricados para recibir vientos cruzados, los aerogeneradores de baja potencia usan un sistema de orientación basado en la veleta y los aerogeneradores de media y alta potencia usan un sistema multiplicador que le permite rotar la góndola
- ✓ Sistema de multiplicación: Este se compone de un sistema de engranajes, con el fin de aumentar la velocidad de giro del eje acoplado al generador, para poder producir la energía eléctrica requerida. Está acoplado al eje de baja en el cual tiene velocidades aproximadamente²⁸ entre 15 y 25 rpm y el eje de alta que es la salida maneja velocidades aproximadamente entre 1.200 y 1.800 rpm

²⁶ ESCUDERO. Op. cit., p.55

²⁷ JARAUTA Rovira, Laura. Las Energías Renovables. Barcelona, ESPAÑA: Editorial UOC, 2015.

²⁸ OPEX energy, Parques Eólicos, Operación y Mantenimiento [En línea]. [Consultado el 11/1/2016]. Disponible en: http://opex-energy.com/eolica/multiplicadoras_aerogeneradores.html

- ✓ Eje de baja velocidad: Este se encuentra acoplado entre el buje y el sistema de multiplicación, como indica su nombre gira a bajas revoluciones, posee un par torsional alto
- ✓ Eje de alta velocidad: Este se encuentra acoplado entre la salida del sistema de multiplicación y la entra al generador, como su nombre lo indica gira a altas revoluciones debido a la relación existente entre los engranajes del sistema de multiplicación, por tal motivo posee un par torsional bajo
- ✓ Generador: Este componente transforma la energía mecánica que viene del sistema en energía eléctrica, puede acoplarse de dos maneras diferentes: directamente al rotor o por medio de un sistema de multiplicación y dos ejes (uno de baja y otro de alta velocidad). Existen tres tipos de generadores: Asíncrono, Asíncrono con rotor bobinado y Síncrono
- ✓ Instrumentos de medición: El aerogenerador cuenta con instrumentos que le permiten hacer un seguimiento de las condiciones ambientales de la zona. Como por ejemplo el anemómetro
- ✓ Sistemas de frenos: Actualmente los aerogeneradores tienen dos sistemas de frenos, uno de ellos el sistema aerodinámico y el otro un sistema mecánico. El primero hace referencia a un freno que se localiza en las hélices del aerogenerador, es decir, cuando el aerogenerador supera la velocidad máxima a la cual puede girar las hélices se giran 90° deteniéndolas de inmediato sin causar grandes esfuerzos sobre la máquina. El freno mecánico es un freno de seguridad debido a que este es accionado en dado caso que falle el freno aerodinámico, este está ubicado en el eje de alta velocidad con el fin de reducir la velocidad de este eje y así detener la turbina eólica
- ✓ Torre: Este componente es el soporte de todos los elementos nombrados anteriormente, se encuentra a una altura determinada por el fabricante dependiendo del potencial eólico existente en el lugar de emplazamiento, ya que a mayor altura se encontraran las mayores velocidades del viento. Para la fabricación de este componente se debe tener en cuenta el mantenimiento del aerogenerador ya que el acceso a la máquina se hará por medio de este. Actualmente existen varios tipos de torres tales como: tubular, celosía, de hormigón, tubulares de acero, híbridas y basculantes²⁹

3.2 EQUIPOS AUXILIARES

Estos equipos complementan el funcionamiento del aerogenerador ya que este pue-

²⁹ ROMERO, Jeison. SOTOMAYOR, Nicolás. Diseño de un aerogenerador para zona rural del Sumapaz, Cundinamarca. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016. 344 p.

de conectarse directamente a la red o almacenar la energía eléctrica en un sistema para su uso posterior. Algunos de los equipos auxiliares son;

✓ Rectificador de corriente: La energía eléctrica generada por el aerogenerador es corriente alterna trifásica, es decir, su frecuencia y voltaje varía con la velocidad del viento. Los acumuladores almacenan corriente continua, por tal motivo es necesario un rectificador de corriente que se encargue de cambiar la corriente procedente para que sea almacenada en los acumuladores

✓ Inversor de corriente: La energía eléctrica almacenada en los acumuladores es corriente continua, y la utilizada en la mayoría de sistemas es corriente alterna, esta es la función del inversor, convertir la corriente continua acumulada en los bancos de baterías en corriente alterna para que esta sea utilizada en las viviendas, industrias, etc.

✓ Banco de baterías o acumuladores de energía: En dado caso que la energía eléctrica producida no sea utilizada en forma instantánea, el banco de baterías almacenará la energía eléctrica para que sea usada posteriormente. La corriente almacenada como en las baterías normales de 9 voltios es corriente continua

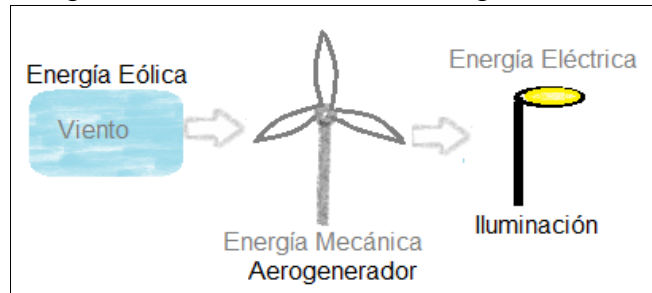
3.3 FUNCIONAMIENTO

La generación de energía eléctrica se consigue mediante la transformación de la energía dentro del aerogenerador este será de eje horizontal con tres palas, dado que este tipo de aerogenerador tiene mayor eficiencia. Inicialmente con el contacto que existe entre el viento y las palas del aerogenerador se producen las fuerzas normales y tangenciales que actúan sobre la superficie de las palas³⁰, gracias a la energía cinética que contienen las corrientes de aire producen un momento torsor en el rotor lo que le permite girar, así hace que gire el eje de baja velocidad que está anclado con una multiplicadora, en la cual el sistema de engranajes que posee aumentan la velocidad de salida que es la velocidad que adoptará el eje de alta velocidad llegando al generador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

La energía eléctrica generada dependerá del tipo de generador seleccionado. Inicialmente se considera el uso de un banco de baterías con el fin de almacenar la energía eléctrica, de tal modo que se utilice en el tiempo determinado. La energía almacenada por el banco de baterías es corriente directa por lo tanto se deberá usar un rectificador de corriente que transforme la corriente directa a corriente alterna para su posterior uso en el alumbrado de la empresa.

³⁰ DOMÍNGUEZ, Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia. Segunda Parte. 20040101.

Figura 15. Generación de energía eléctrica



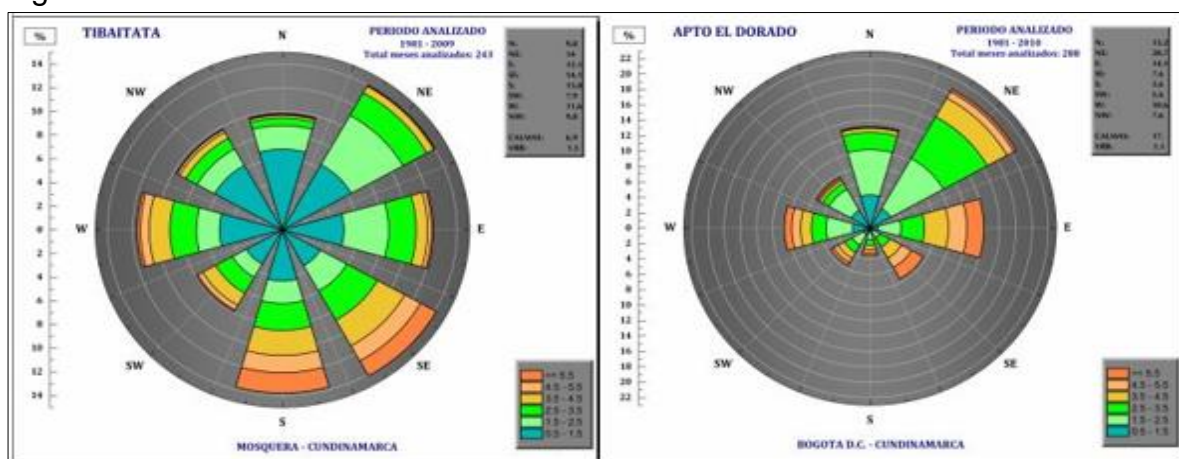
3.4 RECURSO EÓLICO

El potencial eólico en la zona en la que se encuentra ubicada la empresa Vidrio Andino S.A no ha sido un sector ampliamente estudiado. Por tal motivo se ha recurrido a estaciones meteorológicas del IDEAM y a un estudio realizado en años pasados en la empresa por parte de ACS (Air Clean Systems).

Actualmente existen estaciones del IDEAM que permiten conocer valores de velocidad, dirección, rugosidad, y frecuencias en zonas aledañas en diferentes periodos del año. Los puntos de medición más cercanos se encuentran en el municipio de Mosquera y en la ciudad de Bogotá exactamente en el Aeropuerto el Dorado. De tal manera que estos estudios son bases de apoyo para determinar el potencial eólico de la zona.

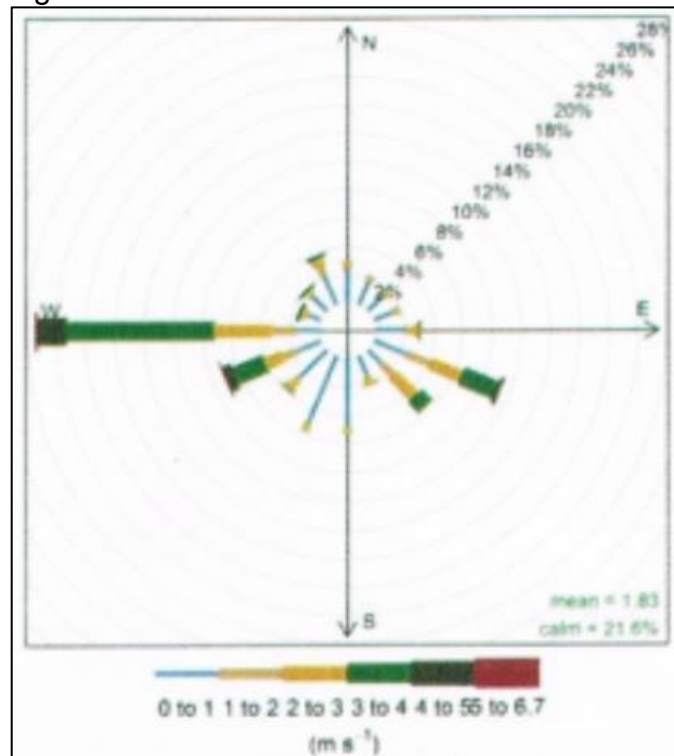
3.4.1 Rosa de vientos. En la figura 16 se puede observar la dirección predominante del viento en las zonas aledañas en un periodo de 288 meses para el estudio hecho en Bogotá y 243 meses para el estudio en Mosquera.

Figura 16. Rosa de vientos IDEAM



Sin embargo, el estudio realizado por parte de ACS en Vidrio Andino, muestra en la figura 17 la rosa de vientos para el periodo de Mayo 2.013 a Junio 2.014, en donde la dirección predominante en las instalaciones de la empresa es hacia el Oeste, razón por la cual se tomara esta última como base para el emplazamiento del aerogenerador.

Figura 17. Rosa de vientos Vidrio Andino



Fuente: Vidrio Andino S.A

3.4.2 Mediciones de velocidad. A partir del mes de Julio del año 2.016 se realizaron mediciones de la velocidad del viento con un anemómetro a una altura de aproximadamente 1 metro obteniendo los valores mostrados en el cuadro 1, en estas mediciones las velocidades de 0 m/s registradas se despreciaron, debido a que el anemómetro utilizado en la empresa mide el componente de la velocidad en una dirección específica;

Cuadro 1 . Velocidades

Velocidad máxima (m/s)	5,9
Velocidad promedio (m/s)	3,2
Velocidad mínima (m/s)	0,5
Altura de toma de datos (m)	1

3.5 REQUERIMIENTOS

La empresa Vidrio Andino S.A cuenta con iluminación externa con el fin de facilitar el transporte entre las diferentes zonas de la misma, este demanda un consumo de energía eléctrica en donde operan 247 elementos luminarios controlados por tres (3) circuitos diferentes, como se muestra en el cuadro 2;

Cuadro 2. Elementos luminarios

Circuito	Cantidad de elementos	Designación	Potencia
PERIMETRAL LDB6C-2	31	Luminaria alumbrado público	150 W
	36	Wall pack (reflector fachada)	150 W
PERIMETRAL LDB6C-3	25	Luminaria alumbrado público	150 W
	85	Wall pack (reflector fachada)	150 W
	23	Reflector	250 W
	7	Reflector	400 W
	4	Wall pack	70 W
POSTES DE MADERA PERIMETRALES	36	Reflector	250 W

Fuente: Vidrio Andino S.A.

Según requisitos de la empresa estos elementos luminarios inician su operación a las 6:00 p.m y la finalizan a las 6:00 a.m del día siguiente, teniendo únicamente 12 horas de funcionamiento el cual es constante durante los 365 días del año, con esta información y la del cuadro 2 se puede determinar su consumo eléctrico por concepto de iluminación.

La red eléctrica utilizada en el alumbrado externo de la planta, funciona con una frecuencia de 60 Hz y un voltaje trifásico de 480 V.

4. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE COMPONENTES

El funcionamiento del aerogenerador va ligado al comportamiento del recurso eólico de la zona, según su caracterización es posible determinar y seleccionar los componentes necesarios para así llevar a cabo el diseño de la estructura teniendo en cuenta las cargas a las que está sometida por parte de los diferentes componentes que conforman el aerogenerador.

4.1 CONSUMO Y POTENCIA DEL ALUMBRADO

En primera instancia se determina el consumo y potencia de cada circuito mencionado en el cuadro 2, con el fin de definir la cantidad de energía eléctrica necesaria y la potencia requerida por el alumbrado nocturno-externo, a partir de los siguientes cálculos y datos se seleccionará el circuito que utilizará la energía eléctrica producida por el aerogenerador.

✓ Consumo Perimetral LDB6C-2

Cuadro 3. Potencia Perimetral LDB6C-2

Elemento luminoso	Cantidad x Potencia c/u	Potencia
Luminaria alumbrado público	31 x 150 W	4.650 W
Wall pack (reflector fachada)	36 x 150 W	5.400 W
Total		10.050 W

Cuadro 4. Consumo eléctrico Perimetral LDB6C-2

Potencia total de la Perimetral	Tiempo de operación por día	Consumo energía eléctrica (Wh/día)	Consumo energía eléctrica (kWh/día)
10.050 W	12 h	120.600	120,6

✓ Consumo Perimetral LDB6C-3

Cuadro 5. Potencia Perimetral LDB6C-3

Elemento luminoso	Cantidad x Potencia c/u	Potencia
Luminaria alumbrado público	25 x 150 W	3.750 W
Wall pack (reflector fachada)	85 x 150 W	12.750 W
Reflector	23 x 250 W	5.750 W
Reflector	7 x 400 W	2.800 W
Wall pack	4 x 70 W	280 W
Total		25.330 W

Cuadro 6. Consumo eléctrico Perimetral LDB6C-3

Potencia total de la Perimetral	Tiempo de operación por día	Consumo energía eléctrica (Wh/día)	Consumo energía eléctrica (kWh/día)
25.330 W	12 h	303.960	303,96

✓ Postes de madera perimetrales

Cuadro 7. Potencia Perimetral Postes de madera

Elemento luminoso	Cantidad x Potencia c/u	Potencia
Reflector	36 x 250 W	9.000 W

Cuadro 8. Consumo eléctrico Postes de madera

Potencia total de la Perimetral	Tiempo de operación por día	Consumo energía eléctrica (Wh/día)	Consumo energía eléctrica (kWh/día)
9.000 W	12 h	108.000	108

A continuación se muestran la potencia total demandada por el alumbrado externo de la empresa;

Cuadro 9. Total de potencias

Circuito	Potencia (kW)
PERIMETRAL LDB6C-2	10
PERIMETRAL LDB6C-3	25
POSTES DE MADERA PERIMETRALES	9
Total	44

La empresa Vidrio Andino S.A. no desea un aerogenerador de grandes dimensiones, por lo que definieron diseñar un aerogenerador para cubrir el consumo eléctrico generado por el Perimetral LDB6C-2, así que si la empresa llegase a querer cubrir la demanda total de energía, se podrá replicar el modelo diseñado.

4.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO

Es necesario precisar la velocidad, dirección del viento y otros factores topográficos que podrían influir en dichas características, para así determinar el potencial eólico de la zona. Usando herramientas estadísticas³¹, datos meteorológicos tomados de la empresa y estaciones meteorológicas cercanas se podrá obtener la velocidad media anual, la cual será la base de los cálculos para llevar a cabo el diseño. En la tabla 1 se muestra el tratamiento estadístico de los datos de velocidad del viento con su respectivo procedimiento;

³¹ VILLARRUBIA, Miguel. Ingeniería de la energía eólica. Barcelona, ES: Alfaomega, 2013.

Tabla 1. Tratamiento estadístico velocidad del viento

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia acumulada	Productos	
Periodo	v_i (m/s)	n_i (días)	$f_i = n_i/N$	F_i	$F_i' = 1 - F_i$	$f_i v_i$	$f_i v_i^2$
Junio	2,55	30	0,082	0,082	0,918	0,210	0,534
Julio	3,1	31	0,085	0,167	0,833	0,263	0,816
Agosto	4,5	31	0,085	0,252	0,748	0,382	1,720
Septiembre	3,8	30	0,082	0,334	0,666	0,312	1,187
Octubre	2,8	31	0,085	0,419	0,581	0,238	0,666
Noviembre	2,5	30	0,082	0,501	0,499	0,205	0,514
Diciembre	2,8	31	0,085	0,586	0,414	0,238	0,666
Enero	4,3	31	0,085	0,671	0,329	0,365	1,570
Febrero	2,6	28	0,077	0,748	0,252	0,199	0,519
Marzo	3,5	31	0,085	0,833	0,167	0,297	1,040
Abril	3	30	0,082	0,915	0,085	0,247	0,740
Mayo	2,5	31	0,085	1,000	0,000	0,212	0,531
Σ	37,95	365					

En la tabla 2 se pueden observar los resultados del tratamiento estadístico utilizando los datos de la tabla 1;

Tabla 2 . Resultados de tratamiento estadístico

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada "menor o igual que"	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"	Productos		
(m/s)	v_i (m/s)	n_i (días)	$f_i = n_i/N$	F_i	$F_i' = 1 - F_i$	$\langle v \rangle = \Sigma f_i v_i$	$f_i v_i^2$	$\sigma = \Sigma f_i (v_i - \langle v \rangle)^2$
$0 \leq v \leq 1$	0,5	0	0	0	1	0	0	0
$1 < v \leq 2$	1,5	15	0,041	0,041	0,959	0,062	0,092	0,209
$2 < v \leq 3$	2,5	120	0,329	0,370	0,630	0,822	2,055	0,518
$3 < v \leq 4$	3,5	80	0,219	0,589	0,411	0,767	2,685	0,014
$4 < v \leq 5$	4,5	67	0,184	0,773	0,227	0,826	3,717	0,102
$5 < v \leq 6$	5,5	73	0,200	0,973	0,027	1,100	6,050	0,609
$6 < v \leq 7$	6,5	10	0,027	1,000	0,000	0,178	1,158	0,206
Σ		365				3,755	15,757	1,658

A partir de los resultados que se obtuvieron anteriormente, se determina la velocidad media anual de la siguiente manera;

$$\langle v \rangle = \Sigma f_i v_i = 3,75 \text{ m/s}$$

Donde;

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

f_i = Frecuencia relativa

V_i = Centro de la clase

La desviación típica se halla de la siguiente manera;

$$\sigma = \Sigma f_i (V_i - \langle v \rangle)^2 = 1,66$$

Donde;

σ = Desviación típica

f_i = Frecuencia relativa

V_i = Centro de clase

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

Después de hallar la velocidad media anual $\langle v \rangle$ y desviación típica σ se pueden encontrar los parámetros de la distribución de Weibull conocidos como c y k, donde c es el factor de escala (m/s) y k es factor de forma los cuales se hallan de la siguiente manera;

$$k = 0,9791 \left(\frac{\langle v \rangle}{\sigma} \right)^{1,1058}$$

Donde;

k = Factor de forma

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

σ = Desviación típica

$$k = 0,9791 \left(\frac{3,75 \frac{m}{s}}{1,67} \right)^{1,1058} = 2,42$$

Usando la figura 17 y el valor obtenido de k se interpola para conocer el resultado de la relación $\frac{\langle v \rangle}{c}$, con el fin de poder despejar el parámetro c.

Figura 18 . Distribución Weibull para factores K

K	$\frac{\langle v \rangle}{c}$	$\frac{\sigma}{\langle v \rangle}$	$\frac{v}{\langle v \rangle}$	$\frac{v_m}{\langle v \rangle}$	$Fe = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3}$	$Fe^{1/3} = \frac{v^{*3}}{\langle v \rangle}$
1,2	0,941	0,837	0,783	0,239	3,99	1,59
1,4	0,911	0,724	0,844	0,448	3,03	1,45
1,6	0,897	0,640	0,887	0,604	2,48	1,35
1,8	0,889	0,575	0,917	0,717	2,14	1,29
2,0	0,886	0,523	0,939	0,798	1,91	1,24
2,2	0,886	0,480	0,956	0,857	1,75	1,21
2,4	0,886	0,444	0,968	0,901	1,63	1,18
2,6	0,888	0,413	0,978	0,934	1,53	1,15
2,8	0,890	0,387	0,985	0,959	1,46	1,13
3,0	0,893	0,363	0,991	0,978	1,40	1,12
3,2	0,896	0,343	0,996	0,993	1,36	1,11
3,5	0,900	0,316	1,001	1,010	1,30	1,09
4,0	0,906	0,281	1,007	1,027	1,23	1,07
5,0	0,918	0,229	1,012	1,042	1,15	1,05
6,0	0,928	0,194	1,014	1,046	1,11	1,04
7,0	0,935	0,168	1,014	1,046	1,06	1,03
8,0	0,942	0,148	1,014	1,044	1,06	1,02
9,0	0,947	0,133	1,014	1,042	1,05	1,02
10,0	0,951	0,12	1,013	1,040	1,04	1,01

Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

Se despeja el parámetro c de la siguiente ecuación, usando el valor interpolado de la figura anterior;

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Donde;

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

c = Factor de escala (m/s)

γ = Distribución Gamma

k = Factor de forma

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = 0,886$$

$$c = \frac{3,75 \text{ m/s}}{0,88419} = 4,23 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

4.2.1 Variación de la velocidad del viento según la altura. Las condiciones tanto topográficas como meteorológicas intervienen en los valores de velocidad del viento que se pueden encontrar en la zona seleccionada, ya que estos pueden generar turbulencias y desaceleraciones producidas por objetos, rugosidades, cambios de temperatura, desniveles y construcciones.

Según Miguel Villarrubia en el libro Ingeniería de la Energía Eólica, existen dos formas de hallar la velocidad a una altura dependiendo el periodo estudiado. En este caso, se determinará la variación de la velocidad media anual con la altura en un periodo de larga duración.

A continuación, utilizando la ley de Hellman se determina la velocidad a diferentes alturas, con el fin de encontrar la más apropiada para el diseño.

$$\frac{\langle v' \rangle}{\langle v \rangle} = \left(\frac{z'}{z} \right)^\alpha$$

Donde;

$\langle v' \rangle$ = Velocidad a la altura z' (m/s)

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

z = Altura de medición (m)

z' = Altura diferente a la altura de medición (m)

α = Coeficiente que depende de la longitud de rugosidad z_0 (m)

La rugosidad que se presenta en el sitio es caracterizada por el parámetro z_0 , el cual se clasifica según su longitud en metros (m) y su clase. Debido a que no existen estudios de la rugosidad del terreno en la empresa Vidrio Andino, se obtiene el coeficiente α por medio de la siguiente ecuación;

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln \langle V_z \rangle}{1 - 0,088 \left(\ln \frac{z}{10} \right)}$$

Donde;

v_z = Velocidad media anual (m/s)

z = Altura de medición (m)

Reemplazando el valor de z y v_z se obtiene;

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln \left\langle 3,75 \frac{m}{s} \right\rangle}{1 - 0,088 \left(\ln \frac{1 m}{10} \right)} = 0,21$$

Teniendo el valor de coeficiente respecto a la longitud de rugosidad del sitio, se utiliza la ecuación anteriormente descrita para determinar las velocidades a diferentes alturas.

✓ Velocidad a 10 metros de altura;

$$\frac{\langle v' \rangle}{3,75 \frac{m}{s}} = \left(\frac{10 m}{1 m} \right)^{0,2108}$$

$$\langle v' \rangle = \left(\frac{10 m}{1 m} \right)^{0,2108} * 3,75 \frac{m}{s} = 6,10 \frac{m}{s}$$

Siguiendo el procedimiento anterior se determina la velocidad a 20, 30, 40, 50 y 60 metros de altura, como se muestra en el cuadro 10;

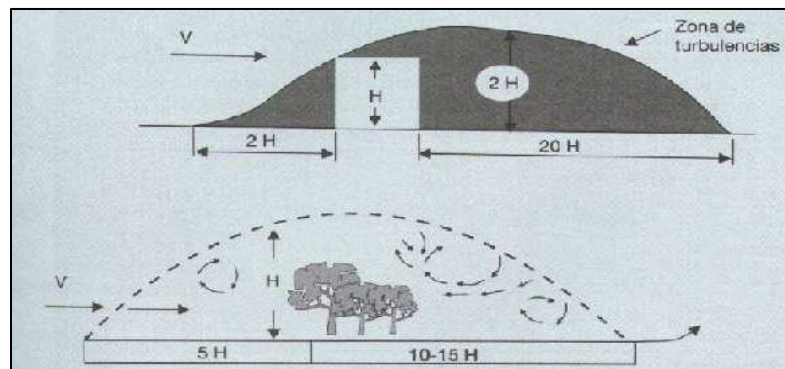
Cuadro 10. Velocidades variando la altura

Altura (m)	Velocidad (m/s)
1	3,75
10	6,10
15	6,65
20	7,06
30	7,69
40	8,17
50	8,57

La viabilidad de uso de la energía eólica en una zona esta predeterminada por su velocidad, la aerogeneración eléctrica es viable³² a partir de una velocidad de 5 m/s, por tal motivo la altura de instalación del aerogenerador cercana a los 15 y 30 m de altura.

La altura de diseño de la estructura no solo dependerá de la velocidad sino también de los obstáculos (edificaciones, árboles, etc.) presentes en la zona. Debido a que el choque del viento con las edificaciones creara zonas de turbulencia afectando la velocidad del viento. En la figura 19 se puede observar el fenómeno descrito anteriormente;

Figura 19. Zonas de turbulencia



Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

La empresa Vidrio Andino cuenta con tres construcciones: la planta de producción, una zona administrativa llamada campamento y la portería. La edificación más grande es la planta de producción ya que tiene una altura que oscila entre los 10 m y 15 m mientras que la portería y el campamento tienen alturas similares aproximadamente de 3 m. Por tal motivo, zonas cercanas al campamento son lugares atractivos para la respectiva instalación del aerogenerador, ya que debido a la dimensión descrita anteriormente no se generaran zonas de turbulencia a gran altura.

4.2.2 Densidad del viento. La densidad del aire presente en el sitio, es otro factor necesario para determinar la potencia eólica de la zona, esta se puede calcular de la siguiente manera;

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)}$$

Donde;

³² PINILLA A. Op,cit. p. 10-12

ρ = Densidad del aire (kg/m³)

t = Temperatura (°C)

h = Altura sobre el nivel del mar (msnm)

Reemplazando los valores se obtiene;

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{13 C + 273} \right) e^{-\left(\frac{2.565m}{8435}\right)} = 0,9101 \text{ kg/m}^3$$

Respecto a la velocidad según la altura en la que trabaja el aerogenerador, se clasifican los pequeños aerogeneradores de la siguiente manera;

Figura 20. Clases de aerogeneradores

Clases de aerogeneradores	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores especificados por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	2	2	2	2	

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Norma Técnica Colombiana NTC 5725. En línea. Disponible en: <https://es.slideshare.net/gunner07/50588155normacolombianaaerogeneradores50566772ntc5725>

De acuerdo con la figura 20, el aerogenerador que se diseñara es clase 3. Lo que desea es que éste deberá resistir una velocidad de 37,5 m/s sin estar en funcionamiento, ya que existe la probabilidad de que por un periodo de tiempo de 10 minutos cada 50 años existan velocidades iguales o menores a la velocidad de referencia.

4.3 POTENCIAL EÓLICO

Una vez definida la velocidad media anual y la altura de instalación para la cual se va a diseñar el aerogenerador es necesario relacionar los parámetros encontrados con los requerimientos de la empresa. El potencial eólico disponible en la zona a 20 metros de altura se define por medio de la siguiente ecuación;

$$\frac{Pd}{A} = \frac{1}{2} * \rho * V^3 * Fe$$

Donde;

Pd = Potencia disponible (w)
 ρ = Densidad del aire (kg/m^3)

A = Área de barrido (m^2)

V = Velocidad del viento (m/s)

Fe = Factor de energía

El factor de energía se halla mediante una interpolación utilizando los valores de la figura 18 y el valor obtenido anteriormente del factor de forma (k), de esa manera se obtiene que $Fe = 1,63$

Resolviendo la anterior ecuación se obtiene;

$$\frac{Pd}{A} = \frac{1}{2} * 0,910 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 7,06 \frac{\text{m}}{\text{s}} * 1,63$$

$$\frac{Pd}{A} = 261,09 \frac{\text{w}}{\text{m}^2}$$

Para determinar el área de barrido es necesario utilizar la siguiente ecuación;

$$A = \frac{2 * E_d}{\eta_{ea} * kt * T * \rho * v^{*3}}$$

Donde;

E_d = Energía eléctrica demandada anual $\left(\frac{\text{Wh}}{\text{año}}\right)$

η_{ea} = Rendimiento eléctrico global medio anual

kt = Coeficiente global de energía

T = Periodo de tiempo (8.760 horas anuales)

ρ = Densidad (kg/m^3)

v^* = Velocidad eficaz (m/s)

Como se puede observar en el Cuadro 4, la potencia demanda por la perimetral seleccionada es de 10 kW sin embargo el aerogenerador se diseñará para una

potencia de 13 Kw ya que se tiene en cuenta un factor de seguridad de carga en donde la potencia de diseño sea un 30% más de la potencia que se debe cubrir, de igual manera con el consumo de energía eléctrica. El consumo de energía eléctrica por día para una potencia de 10 kW es de 120,6 kWh, del tal modo para una potencia de 13 kW es de 156,78 kWh, valor con el que se trabajará. En la ecuación anteriormente descrita el valor de E_d debe ser anual por esta razón se hace el siguiente procedimiento;

$$E_d = 156,78 \frac{kWh}{día} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} * \frac{8.760 \text{ h}}{\text{año}} = 57.224 \frac{kWh}{\text{año}}$$

La velocidad eficaz (v^*) se determina despejando de la ecuación que se encuentra en la figura 17, ya que se relaciona el factor de energía y la velocidad media anual;

$$Fe^{1/3} = \frac{v^*}{\langle v \rangle}$$

Despejando la velocidad eficaz se obtiene;

$$v^* = Fe^{1/3} * \langle v \rangle$$

Reemplazando los valores obtenidos anteriormente;

$$v^* = 1,63^{1/3} * 7,06 \text{ m/s} = 8,30 \text{ m/s}$$

Para determinar el rendimiento eléctrico global medio anual no se poseen los suficientes datos, por esta razón se toma un valor de 0,30. Este es el mismo caso de los factores de comportamiento (k_c) y de utilización (k_u), que son necesarios para hallar el factor de corrección (k_t), por esta razón se toma que el producto entre k_c , k_i , k_a , k_p , k_u es igual a 0,9, sin embargo se debe determinar el factor k_d , para hallar el factor de corrección. Las anteriores estimaciones están propuestas en el libro de Ingeniería de la Energía Eólica.

Para seguir el procedimiento se determina el coeficiente de corrección por densidad (k_d) de la siguiente manera;

$$k_d = \left(\frac{288}{t + 273} \right) * e^{-\frac{h}{8435}}$$

Donde;

t = Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

h = Altura sobre el nivel del mar (msnm)
Reemplazando y resolviendo lo anterior;

$$k_d = \left(\frac{288}{13+273} \right) * e^{-\frac{2565}{8435}} = 0,74$$

Para determinar el coeficiente de corrección (k_t) se debe tener en cuenta el producto entre k_c , k_i , k_a , k_p , k_u y k_d , de la siguiente manera;

$$k_t = 0,9 * 0,74 = 0,66$$

Reemplazando los valores obtenidos anteriormente, se puede determinar el área de barrido del aerogenerador;

$$A = \frac{2 * 57.224 * 10^3 \text{ Wh/año}}{0,3 * 0,66 * 8.760 \frac{\text{h}}{\text{año}} * 0,91 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * \left(8,30 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^3}$$

$$A = 125,15 \text{ m}^2$$

Conociendo el valor del área de barrido se puede obtener el diámetro del aerogenerador de la siguiente manera;

$$D = \sqrt{\frac{4 * A}{\pi}}$$

Resolviendo;

$$D = \sqrt{\frac{4 * 125,15 \text{ m}^2}{\pi}}$$

$$D = 12,6 \text{ m}$$

Con el fin de estandarizar el aerogenerador se aproximará el valor del diámetro a 13 m. Por tal motivo el área de barrido del aerogenerador con este diámetro es de $132,73 \text{ m}^2$. Relacionando la altura con el diámetro se puede conocer la altura de instalación del aerogenerador, la altura que se planteo fue de 20 metros, ya que en esta medida se poseen las mediciones adecuadas. La relación utilizada es la siguiente;

$$h = 3,8786 * D^{0,7}$$

Donde;

h = Altura de la torre (m)

D = Diámetro del rotor

Resolviendo;

$$h = 3,8786 * (13 \text{ m})^{0,7}$$

$$h = 23,3 \text{ m}$$

Una vez conocidos el diámetro y por lo tanto el área de barrido del aerogenerador, se puede obtener la potencia disponible en la zona, utilizando la siguiente ecuación;

$$Pd = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Donde;

Pd = Potencia disponible (W)

ρ = Densidad del aire (kg/m^3)

A = Área de barrido (m^2)

V = Velocidad del viento (m/s)

Reemplazando los valores determinados anteriormente;

$$Pd = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 132,73 \text{ m}^2 * \left(7,06 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3$$

$$Pd = 34,65 \text{ kW}$$

Utilizando la anterior ecuación y agregándole el coeficiente de potencia (C_p) se podrá obtener la potencia captada por el aerogenerador;

$$Pc = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * C_p$$

Como se mencionó en el capítulo 2, el aerogenerador nunca captará el 100% del potencial eólico en la zona para convertirlo en energía mecánica, lo máximo que podrá captar será 59,26%. Este valor es conocido como límite de Betz y es un valor

teórico, de esta manera el valor de la potencia captada ideal por el aerogenerador es;

$$P_{c_{ideal}} = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{kg}{m^3} * 132,73 m^2 * \left(7,06 \frac{m}{s}\right)^3 * 0,5926$$

$$P_{c_{ideal}} = 14,93 kW$$

Conocido el anterior valor es necesario determinar el coeficiente de potencia para las condiciones dadas, el cual no podrá superar el límite de Betz. El Coeficiente de potencia real puede estar en el rango de 0,45 y 0,5 según el libro Ingeniería de la energía eólica. Teniendo en cuenta la anterior afirmación se asume este coeficiente como 0,5, reemplazando en la ecuación se obtiene que la potencia captada real es;

$$P_{c_{real}} = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{kg}{m^3} * 132,73 m^2 * \left(7,06 \frac{m}{s}\right)^3 * 0,5$$

$$P_{c_{real}} = 10,63 kW$$

La velocidad nominal del aerogenerador es el 70% más de la velocidad media anual³³; en este caso, como se halló al inicio del capítulo la velocidad media anual es 7,06 m/s, por lo tanto la velocidad nominal es;

$$V_{nominal} = (\langle v \rangle * 0,7) + \langle v \rangle$$

Reemplazando;

$$V_{nominal} = \left(7,06 \frac{m}{s} * 0,7\right) + 7,06 \frac{m}{s}$$

$$V_{nominal} = 12 \frac{m}{s}$$

Este valor de velocidad es el punto en donde el aerogenerador producirá la mayor cantidad de potencia, es decir, la potencia nominal. Para rectificar el valor obtenido anteriormente, se usará el parámetro $k=2,42$ de la distribución de Weibull hallado en el inicio de este capítulo, con este valor y utilizando la figura 21 se interpolará para encontrar el valor de la relación $V_{mp}/\langle v \rangle$.

$$1,445 = V_{mp}/\langle v \rangle$$

³³ VILLARRUBIA, Miguel Op.cit. p. 225

Donde;

k = Parámetro de forma Weibull

V_{mp} = Velocidad del viento para que la potencia sea la máxima

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

Figura 21. Relaciones $\frac{V_{mp}}{\langle v \rangle}$ y $\frac{[v^*]}{\langle v \rangle}$

k	$V_{mp}/\langle v \rangle$	$[v^*]/\langle v \rangle$
1,2	2,41	1,59
1,4	2,07	1,45
1,6	1,85	1,35
1,8	1,7	1,29
2	1,6	1,24
2,2	1,52	1,21
2,4	1,45	1,18
2,6	1,4	1,15
2,8	1,36	1,13
3	1,33	1,12
3,2	1,3	1,11
3,5	1,26	1,09
4	1,22	1,07
5	1,17	1,05

Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

El valor V_{mp} es aproximadamente igual a la velocidad nominal ($V_{mp} \approx V_{nominal}$), despejando;

$$V_{mp} = 1,445 * \langle v \rangle$$

Resolviendo;

$$V_{mp} = 1,445 * 7,06 \frac{m}{s}$$

$$V_{mp} = 10,2 \frac{m}{s}$$

De esta manera se determina que la potencia nominal del aerogenerador se encuentra a un intervalo de velocidad de 10 m/s a 12 m/s. Por lo cual se definiría la velocidad nominal del sistema a los 11 m/s.

La variación de la potencia captada hasta llegar a la velocidad nominal para un aerogenerador con 13 m de diámetro se puede observar en la tabla 3;

Tabla 3. Potencias a diferentes velocidades con diámetro de 13 m

Velocidad (m/s)	Potencia disponible (kW)	Potencia captada ideal (kW)	Potencia captada real (kW)
2,5	0,94	0,56	0,47
3	1,63	0,97	0,82
4	3,87	2,29	1,93
5	7,55	4,47	3,78
6	13,05	7,73	6,52
7	20,72	12,28	10,36
8	30,93	18,33	15,46
9	44,03	26,09	22,02
10	60,40	35,79	30,20
11	80,39	47,64	40,20

En la industria de generación eólica una potencia nominal de 40 kW con un diámetro de 13 m está en los rangos de los aerogeneradores fabricados, sin embargo como se puede observar en la tabla 3, con este diámetro únicamente se captará 10,36 kW a una velocidad de 7 m/s (valor cercano a la velocidad media anual) cubriendo la demanda solicitada. Sin embargo cuando llegue su velocidad nominal podría llegar a producir 40,2 kW.

Debido a que la velocidad nominal en la zona es escasa, hay menor probabilidad que el aerogenerador llegue a la potencia nominal a la altura determinada, por lo cual seleccionar componentes para tal magnitud y tan solo captar aproximadamente el 25% de la potencia, genera pérdidas para el sistema y altos costos.

Lo dicho anteriormente es la razón por la cual se decide tomar 13 kW como la potencia nominal, ya que es la demanda que se desea cubrir. Utilizando la siguiente ecuación en la cual se relaciona la potencia nominal con el diámetro;

$$D = \sqrt[2,1589]{\frac{P_N}{0,1671}}$$

Reemplazando los datos en la ecuación;

$$D = \sqrt[2,1589]{\frac{13 \text{ kW}}{0,1671}}$$

$$D = 7,51 \text{ m}$$

Conociendo el diámetro del aerogenerador, se puede hallar el área de barrido del mismo con la siguiente ecuación;

$$A = \frac{\pi}{4} D^2$$

Reemplazando;

$$A = \frac{\pi}{4} (7,51 \text{ m})^2$$

$$A = 44,34 \text{ m}^2$$

Con el nuevo valor de área de barrido se halla la potencia disponible, la potencia captada ideal y la potencia captada real con la velocidad media anual, utilizando las mismas ecuaciones que se mencionaron en las páginas 56 y 57;

$$Pd = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 44,34 \text{ m}^2 * \left(7,06 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3$$

$$Pd = 7,11 \text{ kW}$$

Utilizando la anterior ecuación y agregándole el coeficiente de potencia (C_p) se podrá obtener la potencia captada por el aerogenerador;

$$Pc = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * C_p$$

$$Pc_{ideal} = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 44,34 \text{ m}^2 * \left(7,06 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 * 0,5926$$

$$Pc_{ideal} = 4,21 \text{ kW}$$

Siguiendo con la potencia captada real, se obtiene;

$$Pc_{real} = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 44,34 \text{ m}^2 * \left(7,06 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 * 0,5$$

$$Pc_{real} = 3,55 \text{ kW}$$

Al igual que el procedimiento para realizar la tabla 3 se tabulan los valores de velocidad del viento y potencias halladas anteriormente, estos valores se muestran en la tabla 4;

Tabla 4. Potencias a diferentes velocidades con un diámetro de 7,5 m

Velocidad (m/s)	Potencia disponible (kW)	Potencia captada ideal (kW)	Potencia captada real (kW)
2,5	0,31	0,19	0,16
3	0,54	0,32	0,27
4	1,29	0,76	0,64
5	2,51	1,49	1,26
6	4,34	2,57	2,17
7	6,90	4,09	3,45
8	10,29	6,10	5,15
9	14,66	8,68	7,33
10	20,10	11,91	10,05
11	26,76	15,86	13,38

Con un diámetro de 7,5 m a la velocidad media anual (7,06 m/s) el aerogenerador podrá captar 3,46 kW, lo que significa que para cubrir la potencia demandada por la empresa se necesitaran aproximadamente 3 aerogeneradores. Puesto que existe un limitante en el espacio de instalación se plantea aumentar el diámetro a 9,5 m para así aumentar el área de barrido y poder cubrir la potencia demandada a velocidades cercanas a la velocidad media anual, evitando el uso de componentes robustos.

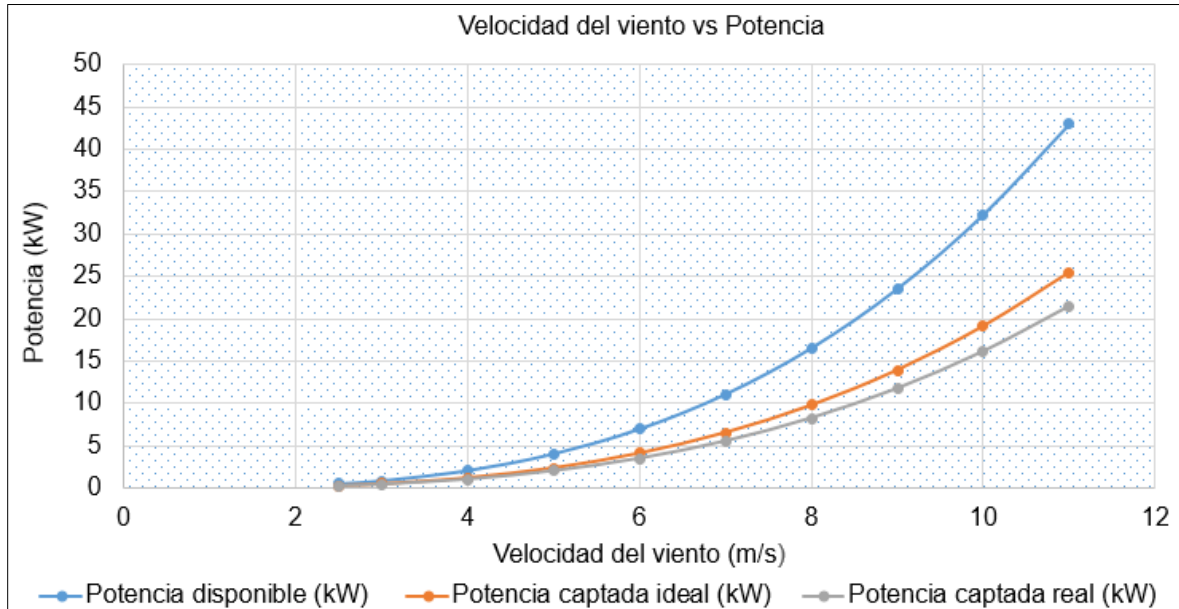
Para el diámetro de 9,5 m se realizará el mismo procedimiento que con los diámetros anteriores, en primera instancia determinando que el área de barrido es 70,88 m². De la misma manera se halló la potencia disponible, captada ideal y captada real a diferentes velocidades como se muestra en la tabla 5;

Tabla 5. Potencias para un diámetro de 9,5 m

Velocidad (m/s)	Potencia disponible (kW)	Potencia captada ideal (kW)	Potencia captada real (kW)
2,5	0,50	0,30	0,25
3	0,87	0,52	0,44
4	2,06	1,22	1,03
5	4,03	2,39	2,02
6	6,97	4,13	3,48
7	11,06	6,56	5,53
8	16,51	9,79	8,26
9	23,51	13,93	11,76
10	32,26	19,11	16,13
11	42,93	25,44	21,47

Con el fin de comparar y observar el comportamiento de las potencias en diferentes valores de velocidades, se grafican los anteriores valores obteniendo la gráfica 2;

Gráfica 2. Velocidad del viento vs Potencia



En la tabla 6, se muestran los resultados obtenidos variando la velocidad y el diámetro, se puede observar que a medida que incrementan estas dos variables aumentará la potencia captada real. De esta manera se sustenta la expresión encontrada en el libro Ingeniería de la energía eólica de Miguel Villarrubia, que dice: “la potencia eólica es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor eólico y al cubo de la velocidad”³⁴.

Tabla 6. Comparación de la potencia captada real con diferentes diámetros

Velocidad (m/s)	Diámetro 7,5 m	Diámetro 9,5 m	Diámetro 13 m
	Potencia captada real (kW)	Potencia captada real (kW)	Potencia captada real (kW)
2,5	0,16	0,25	0,47
3	0,27	0,44	0,82
4	0,64	1,03	1,93
5	1,26	2,02	3,78
6	2,17	3,48	6,52
7	3,45	5,53	10,36
8	5,15	8,26	15,46
9	7,33	11,76	22,02
10	10,05	16,13	30,20
11	13,38	21,47	40,20

Para la selección de los demás componentes como banco de baterías, alternador eléctrico y demás se tomara una potencia nominal de 20 kW con el fin de estandarizar y facilitar la búsqueda de los componentes.

³⁴ VILLARRUBIA. Op. cit., p. 21

4.4 SELECCIÓN DE PERFIL AERODINÁMICO

Las palas o hélices son parte importante del aerogenerador, estas están en contacto con el viento generando una fuerza aerodinámica, la cual tiene dos componentes: la fuerza de sustentación (l) y la fuerza de arrastre (d). Para la selección de los perfiles es necesario contar con información de datos experimentales realizados en túneles de viento. Debido a que no se cuenta con este sistema de análisis, se va utilizar un software libre llamado “Javafoil” el cual simula datos experimentales.

Los factores que se deben tener en cuenta para encontrar el perfil óptimo del aerogenerador son;

- ✓ Coeficientes de sustentación y arrastre, entre mayor sea la sustentación y menor el arrastre será óptimo el perfil. Por lo tanto se debe verificar que la relación entre C_l/C_d sea el máximo posible
- ✓ Ángulo de ataque α , por medio de gráficos donde se relacione con el coeficiente de sustentación se podrá conocer el valor de este ángulo donde la sustentación sea la más alta posible. El valor máximo de sustentación³⁵ se alcanza con ángulos de ataque α entre 5° y 15°
- ✓ Número de Reynolds (Re), el comportamiento de las palas o hélices es diferente para cada número de Reynolds del fluido. Para determinar esta condición se usa la siguiente ecuación;

$$Re = \frac{\rho * c * V}{\mu}$$

Donde;

Re = Número de Reynolds

ρ = Densidad del aire (kg/m^3)

V = Velocidad del viento (m/s)

μ = Viscosidad dinámica (Pa s)

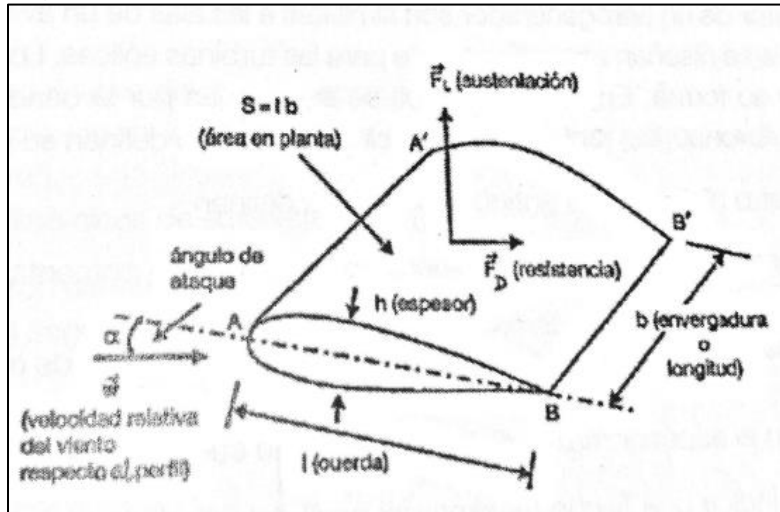
c = Cuerda del perfil (m)

El valor de viscosidad dinámica es $18,08 * 10^{-6}$ Pa s. Cabe decir que para determinar este valor se usó una temperatura de 13°C . Además para poder obtener

³⁵ Ibid. p. 3-9

el número de Reynolds es necesario conocer la cuerda del perfil c , esta es la medida existente entre el borde de ataque y el borde de fuga. En la figura 22 se puede observar la cuerda de la pala y demás componentes que completan el perfil aerodinámico;

Figura 22. Perfil aerodinámico de un alabe



Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

Para obtener el valor promedio de la cuerda se puede utilizar la siguiente ecuación;

$$c = \frac{S * \pi * R}{N}$$

Donde;

c = Cuerda del perfil (m)

S = Solidez

R = Radio de la pala (m)

N = Numero de palas

Debido a que no se conoce el valor de solidez, se usa la siguiente relación encontrada en el libro Energía del viento y Diseño de turbinas eólicas de Ricardo Bastianon. Se debe tener en cuenta la velocidad específica o Tip Speed Ratio λ (figura 22), ya que la siguiente expresión solo puede ser usada para casos en que la velocidad específica sea menor a 10.

En este caso como se mencionó anteriormente es 6. La expresión usada para determinar la Solidez es;

$$S = \frac{0,872}{\lambda} - 0,086$$

Resolviendo;

$$S = \frac{0,872}{6} - 0,086$$

$$S = 0,059$$

Una vez obtenido el valor de solidez, se puede reemplazar en la ecuación presentada anteriormente con el fin de conocer el valor de la cuerda promedio del perfil;

$$c = \frac{0,059 * \pi * 4,75 \text{ m}}{3}$$

$$c = 0,29 \text{ m}$$

Reemplazando los valores se puede obtener el número de Reynolds;

$$Re = \frac{0,91 \text{ kg/m}^3 * 0,29 \text{ m} * 7,06 \text{ m/s}}{18,08 * 10^{-6} \text{ Pa s}}$$

$$Re = 104.912,15$$

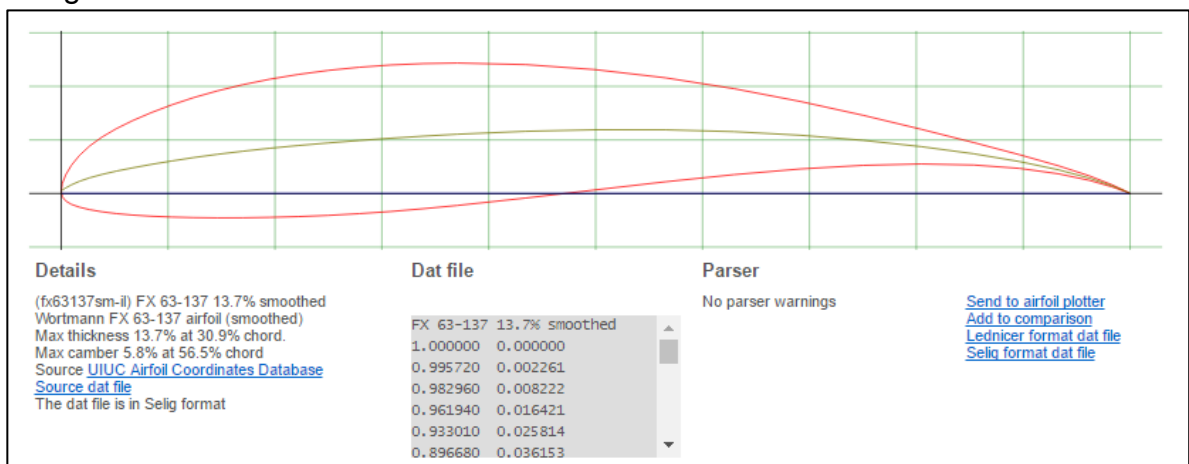
Con el valor del número de Reynolds se puede obtener el perfil de la pala para el aerogenerador. Utilizando el software Javafoil y su biblioteca de perfiles se seleccionara con los parámetros mencionados anteriormente. Los perfiles que se estudiaran son los siguientes;

Cuadro 11. Tipos de perfiles

Tipo de perfil	Cl/Cd_{max}	Ángulo de ataque α óptimo
FX 63 137B	90,6	8
S1210	59,3	8
NACA 0020	33,3	10
TSAGI "B"	30,6	10
Van de Vooren Symmetrical airfoil	41,6	10

Teniendo en cuenta los parámetros mencionados anteriormente y las relaciones obtenidas en el software se define que el perfil de la hélice para el aerogenerador debe ser un perfil FX 63 137B, ya que este tiene la mayor relación Cl/Cd_{max} con un ángulo de ataque en el rango establecido. Cabe resaltar que por medio del programa Javafoil se pudo observar el comportamiento de los perfiles NACA 0020, TSAGI “B” y Van de Vooren Symmetrical airfoil, mientras que los perfiles FX 63 137B y S1210 fueron tenidos en cuenta por sus propiedades y su comportamiento con un número de Reynolds bajo³⁶. La relación Cl/Cd_{max} de estos últimos perfiles se obtuvo por medio del simulador en línea Airfoil tools. A continuación se muestra el perfil seleccionado y sus principales características;

Imagen 4. Perfil FX 63 137B



Fuente: Airfoil Tools. Disponible en: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=fx63137sm-il>

Este perfil es usado para números de Reynolds que se encuentren en un intervalo entre 50.000 a 200.000, adicionalmente el espesor máximo es 13,7% a 30,9% de la cuerda. Los materiales utilizados deben tener alta resistencia a la fatiga por cargas dinámicas, y además un bajo peso para facilitar el movimiento. Actualmente en el mercado se fabrican palas de aleaciones de acero y aluminio, materiales compuestos, fibra de vidrio y fibra de carbono. Para aerogeneradores de mediana potencia como en este caso se recomienda la fibra de vidrio reforzada con poliéster, razón por la que se utilizara este último material.

Una vez seleccionado el perfil aerodinámico se inicia la fase de diseño de la pala, para esto es necesario dividir en secciones la longitud total de esta. Según los catálogos de algunos fabricantes de aerogeneradores de diferentes potencias, la longitud de la pala es aproximadamente el 90% del radio del rotor, en este caso la longitud de cada pala es de 4,275 m .Este valor se dividirá en 6 secciones ya que a

³⁶ GUTIÉRREZ, Mónica. Diseño de una turbina eólica para abastecer las necesidades de energía eléctrica básicas de un hogar promedio colombiano. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2011.p. 76.

lo largo de la pala se debe variar tanto la longitud óptima de la cuerda (c) como el ángulo de calaje (β). Las secciones en la que se divide la pala se observan en la tabla 7;

Tabla 7. Secciones de la pala

Sección	Radio (m)
1	4,275
2	3,5625
3	2,85
4	2,1375
5	1,425
6	0,7125

Definidas las secciones de la pala se determina la longitud óptima de la cuerda por sección de la siguiente manera;

$$C_{optima} = \frac{2 * \pi * R * 8}{Z * 9 * Cl * (TSR)^2 * \left(\frac{r}{R}\right)}$$

Donde;

R = Radio de la pala (m)

Cl = Coeficiente de sustentación (1,80)

TSR = Tip Speed Ratio

r = Radio de la sección (m)

Z = Numero de palas

Para la primera sección de la pala se tiene los siguientes valores;

$$C_{optima} = \frac{2 * \pi * 4,275 \text{ m} * 8}{3 * 9 * 1,80 * (6)^2 * \left(\frac{4,275 \text{ m}}{4,275 \text{ m}}\right)}$$

$$C_{optima} = 0,1228 \text{ m}$$

Se sigue el anterior procedimiento para obtener la variación de la cuerda óptima de la pala por cada sección.

Las palas no deben ser completamente rectas, estas varían su forma a lo largo de su trayectoria, ya que deben seguir la variación de la velocidad tangencial³⁷. Esta variación es conocida como ángulo de calaje β , para poder determinar el anterior ángulo es necesario conocer el ángulo Θ , el cual es el ángulo formado entre el plano de giro de la pala y la velocidad relativa. Este último se halla de la siguiente manera;

$$\Theta = \frac{2}{3} * \tan^{-1} \left(\frac{1}{SR} \right)$$

Donde;

SR = Factor de forma de la pala

Para hallar el ángulo Θ es necesario determinar el factor SR por medio de la siguiente ecuación;

$$SR = \frac{TSR * r}{R}$$

Las variables para hallar el factor de forma se habían utilizado anteriormente reemplazando estos valores queda;

$$SR = \frac{6 * 4,275 \text{ m}}{4,275 \text{ m}}$$

$$SR = 6$$

Una vez conocido el factor de forma SR por sección se determina el ángulo Θ , reemplazando en la ecuación descrita anteriormente;

$$\Theta = \frac{2}{3} * \tan^{-1} \left(\frac{1}{6} \right) * \frac{180}{\pi}$$

$$\Theta = 6,30^\circ$$

Utilizando el valor del ángulo Θ se calcula el ángulo de calaje β con la ayuda de la siguiente ecuación;

$$\beta = \theta - \alpha$$

Donde;

θ = Angulo entre la velocidad relativa y el plano de giro de la pala

³⁷ BASTIANON, Ricardo. Cálculo y diseño de la hélice óptima para turbinas eólicas, 2008.

α = Ángulo de ataque

El ángulo de ataque se obtuvo al momento de seleccionar el perfil FX 63 137B, este tiene un valor de 8° , de esta manera el ángulo de calaje para la primera sección es;

$$\beta = 6,30^\circ - 8^\circ = -1,69^\circ$$

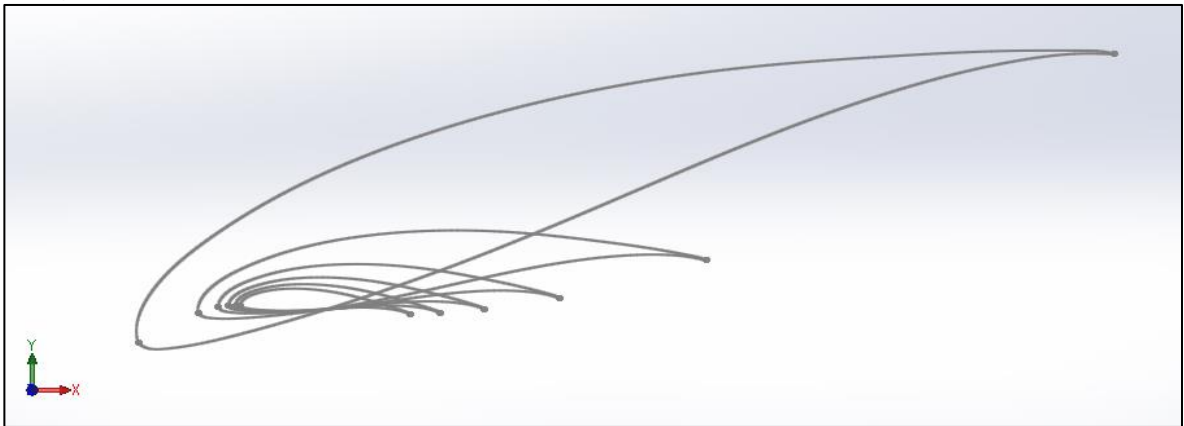
Este mismo procedimiento se aplica para las demás secciones de la tabla 8, obteniendo los siguientes resultados;

Tabla 8. Resultados por sección de la pala

Sección	Radio (m)	Factor de forma SR	Ángulo de calaje Θ ($^\circ$)	Ángulo de calaje β ($^\circ$)	Longitud óptima de cuerda (m)
1	4,275	6	6,31	-1,69	0,123
2	3,5625	5	7,54	-0,46	0,15
3	2,85	4	9,36	1,36	0,18
4	2,1375	3	12,29	4,29	0,25
5	1,425	2	17,71	9,71	0,37
6	0,7125	1	30,00	22,00	0,74

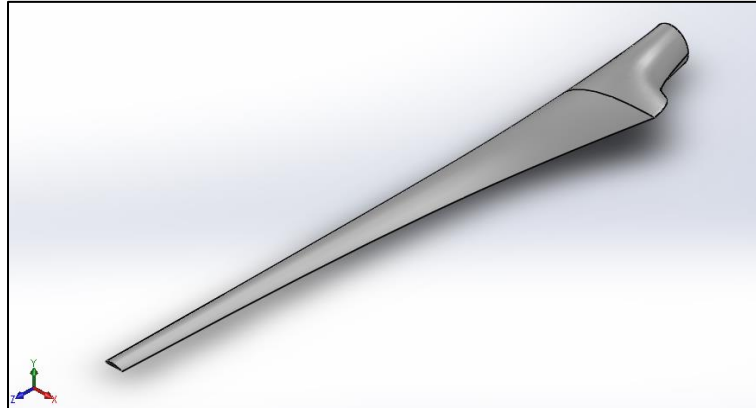
Para generar el perfil aerodinámico en el programa de diseño SolidWorks se toman las coordenadas del perfil de la plataforma Airfoil tools (véase el anexo A), estas coordenadas se multiplican por el valor de la cuerda optima obteniendo 6 perfiles con diferentes coordenadas (véase el anexo B), estas coordenadas se exportan a Solidworks modificando el ángulo de calaje como se puede apreciar en la siguiente imagen;

Imagen 5. Variación de la cuerda y ángulo de calaje β



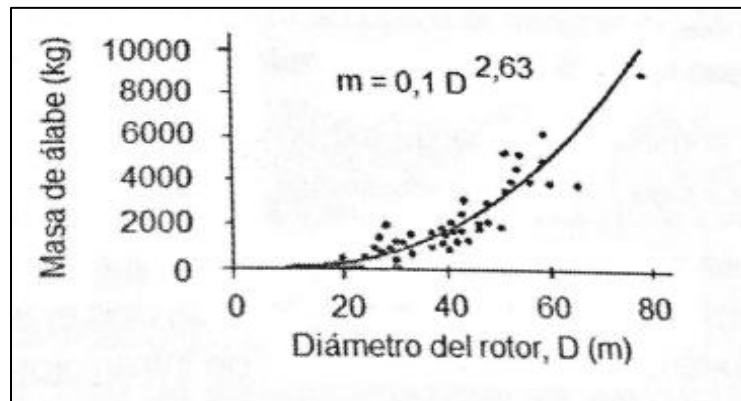
En la imagen 6 se puede apreciar el diseño de la pala en SolidWorks;

Imagen 6. Pala del aerogenerador



La masa de una pala varía en función del diámetro de rotor como se muestra en la figura 23;

Figura 23. Masa de la pala



Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

Esta se puede hallar aproximadamente según la siguiente ley³⁸;

$$m = 0,1 * D^{2,63}$$

Donde;

D = Diámetro del rotor (m)

Resolviendo;

$$m = 0,1 * (9,5 \text{ m})^{2,63} = 37,27 \text{ kg}$$

³⁸ VILLARRUBIA. Op. cit., p. 155

4.5 SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA

El sistema de regulación y control de potencia será por ángulo de paso variable (pitch controlled), como su nombre lo indica este control se basa en el movimiento de la pala sobre su eje con el fin de variar el ángulo de paso optimizando la extracción de energía y así mismo regulando la velocidad de giro y la potencia extraída. Es necesario el uso de una corona dentada ya que a esta se ancla la pala y con ayuda de unos motorreductores se realiza el movimiento adecuado.

Para encontrar la fuerza aerodinámica que ejerce el fluido sobre la pala se halla la fuerza de arrastre (F_D) y de sustentación (F_L) de la siguiente manera;

$$F_D = C_D * \frac{\rho v^2}{2} * A$$

Donde;

C_D = Coeficiente de arrastre (0,02 valor tomado del simulador en línea Airfoil Tools)

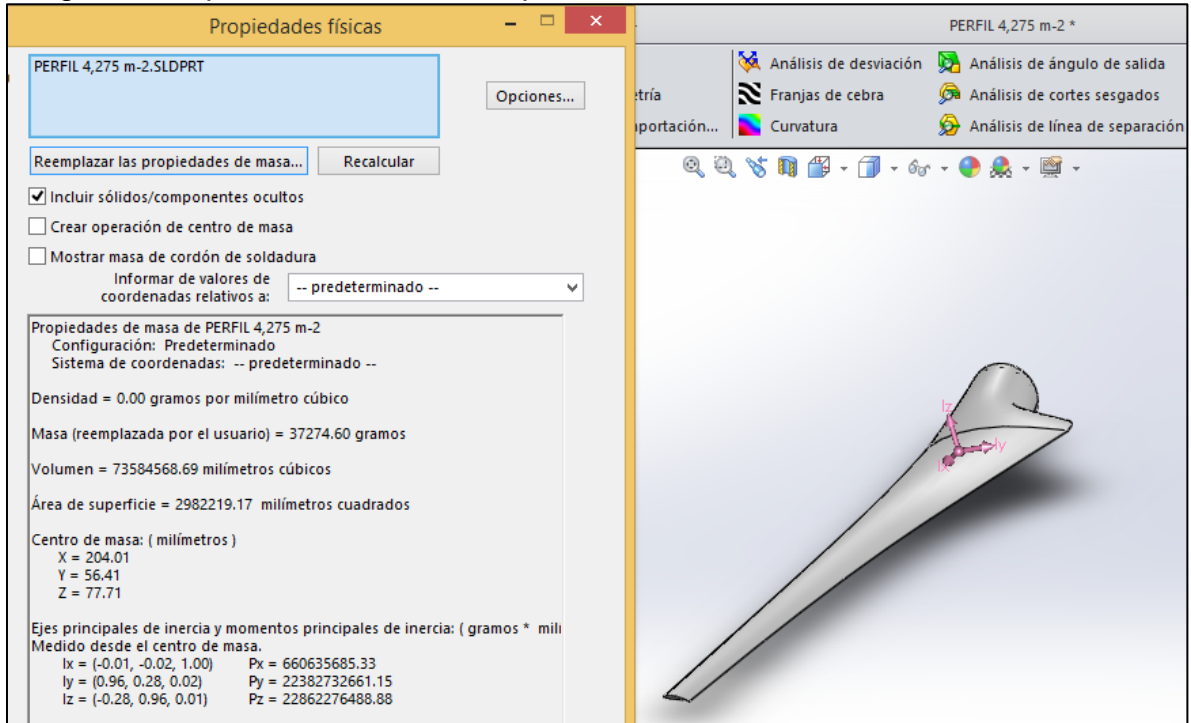
ρ = Densidad del aire

v = Velocidad relativa entre el fluido y la pala

A = Área característica del cuerpo

La velocidad relativa entre el fluido y la pala es la diferencia entre la velocidad absoluta y la velocidad de punta de pala, debido a que la pala inicialmente está en reposo se tomará la velocidad relativa como la velocidad absoluta (11m/s), con el fin de obtener las condiciones máximas a las que se expondrán las palas del aerogenerador. El área característica del cuerpo se compone de la pala y la base de la misma, este valor es obtenido a partir del programa SolidWorks como se muestra en la imagen 7 con un valor de $2,79 \cdot 10^6 \text{ mm}^2$;

Imagen 7. Propiedades físicas de la pala



Resolviendo;

$$F_D = 0,02 * \frac{\left(0,91011 \frac{kg}{m^3}\right) * \left(11 \frac{m}{s}\right)^2}{2} * 2,79 m^2$$

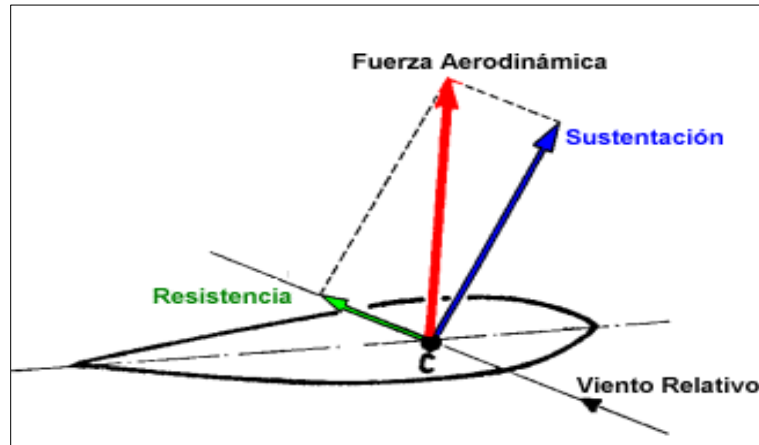
$$F_D = 3,07 N$$

Siguiendo el procedimiento anterior, pero utilizando el coeficiente de sustentación (1,80 valor tomado del simulador en línea Airfoil Tools), se obtiene la fuerza de sustentación;

$$F_L = 277,33 N$$

Como se muestra en la figura 22, la fuerza aerodinámica es la sumatoria vectorial de las fuerzas de arrastre y sustentación;

Figura 24. Fuerza aerodinámica



Fuente: Universidad de Quindío. Disponible en: <http://blade1.uniquindio.edu.co/uniquindio/ntic/trabajos/4/c4g2helimodelismo/subpaginas/aerodinamica/fuerza.htm>

Utilizando el teorema de Pitágoras se halla la fuerza aerodinámica que ejerce el viento sobre el punto de presión de la pala, esta tiene un valor de 277,35 N. La unión entre el buje y las palas es mediante una corona giratoria, esta se acopla por medio de pernos tanto al buje como a las palas, para la selección de la corona giratoria dentada se calcula el momento flector ocasionado en el centro de gravedad de la pala, utilizando la siguiente ecuación;

$$M = F_{aerodinámica} * r_{cg}$$

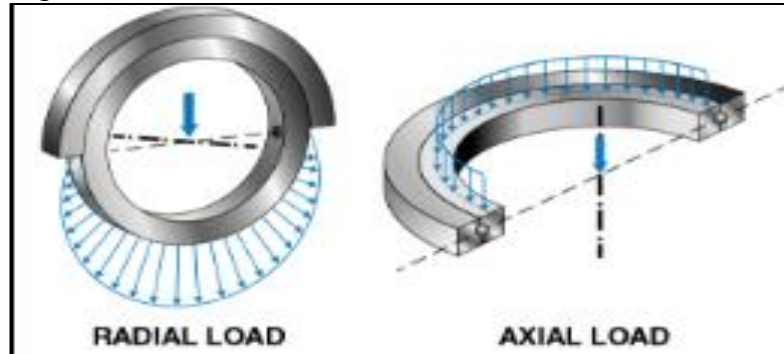
Reemplazando;

$$M = 277,35 \text{ N} * 1,0687 \text{ m}$$

$$M = 296,42 \text{ N m}$$

Los fabricantes ISN aconsejan que para el uso de rodamientos se debe tener un factor de seguridad de 2, por esta razón el nuevo momento obtenido es de 592,85 N m. De igual manera se deben conocer las fuerzas que se ejercen sobre la corona para la selección de la misma, estas fuerzas varían respecto a la posición en la que se encuentra la pala, en la figura 25 se muestran las fuerzas radial y axial a la que se ve sometida la corona;

Figura 25. Fuerzas en la corona



Fuente: Silver Thin. Disponible en: <http://www.silverthin.com/bearings/slewing-rings/engineering/technical.php>

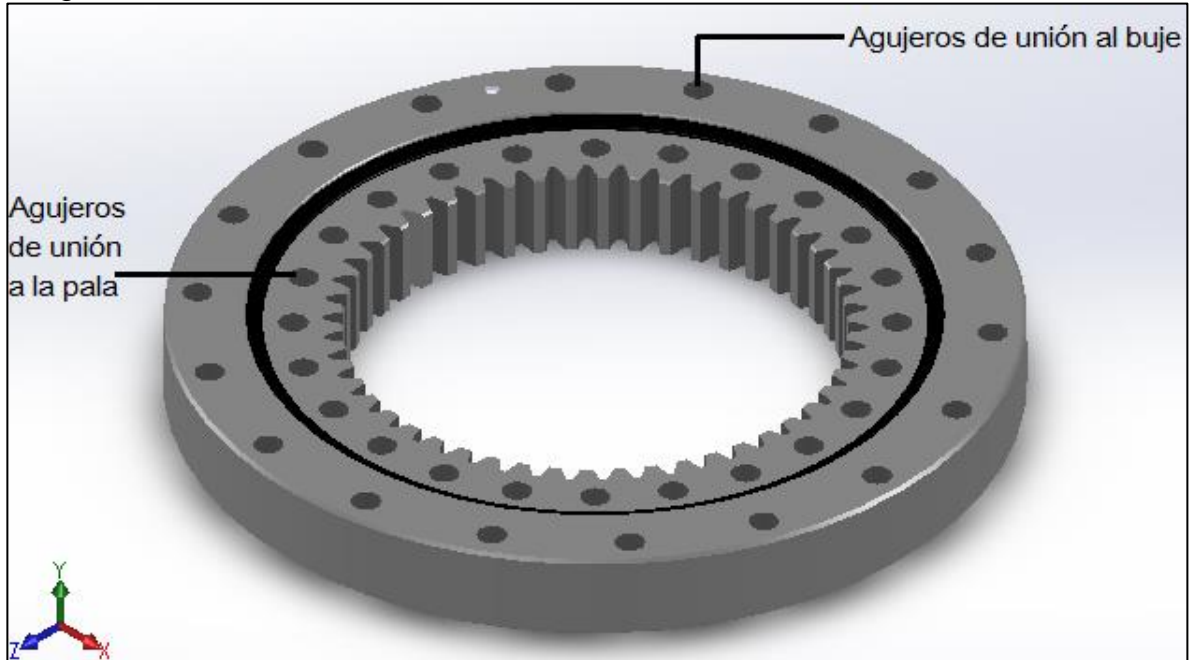
Cuando la pala se encuentre perpendicular al eje del rotor, la carga axial será el peso de la misma, con un valor de 1,55 kN. La carga radial se encuentra cuando la pala se sitúa en una posición diferente a la anterior y su valor es el valor de la fuerza aerodinámica ya que esta es una carga transversal. Utilizando los datos anteriores se busca por catálogo un rodamiento con corona dentada interior que soporte dichas cargas. La corona seleccionada es de la empresa Kaydon de la serie XT, véase anexo C las dimensiones y especificaciones técnicas.

Figura 26. Corona seleccionada

▲ Part Number	▲ Do (in)	▲ di (in)	▲ H (in)	▲ Ho (in)	▲ Hi (in)	▲ dr (in)	▲ G (lbs)	▲ Lo (in)	▲ no	▲ Bo (in)	▲ Li (in)	▲ ni	▲ Bi (in)	▲ TOOTH FORM	▲ D2 (in)	▲ Pd or (m)
16292001	16.625	9.714	1.968	1.732	1.732	--	65	15.354	18	0.594	11.614	24	0.594	FS	10	5/7
16293001	20.486	12.75	2.06	2	2	--	105	18.875	20	0.594	14.375	20	0.594	FS	13	5/7
16294001	25.75	16.85	2.75	2.375	2.375	--	180	24.5	18	0.688	19.5	24	0.688	SD	17.25	4
16295001	28.937	19.6	2.834	2.48	2.48	--	225	27.165	24	0.813	22.126	30	0.813	SD	20	4
16296001	34.252	24.921	2.834	2.48	2.48	--	270	32.48	30	0.813	27.441	36	0.813	SD	25.25	4
16390001	40.88	30.56	3.38	2.56	3	32.375	375	39.25	40	0.813	33.75	40	0.813	SD	31.2	2.5
16374001	48.25	36.4	4	3.5	3.5	38.25	660	46.125	30	0.938	39.875	36	0.938	FD	37.2	2.5
16297001	54.375	41.28	5	3.875	4.625	43	1090	52.5	48	0.938	45.25	48	0.938	SD	41.6	2.5
16298001	62.25	47.76	4.875	4.375	4.375	49.325	1370	59.75	48	1.063	51.75	48	1.063	SD	48.4	2.5
16299001	72.5	57	6	5	5	59.38	1900	69.75	48	1.063	61.5	48	1.063	FD	58	2
16300001	81.75	62.267	6.5	5.625	6.125	64.75	3080	78.75	52	1.312	67.625	52	1.312	SD	63.333	1.5
16301001	102.5	85.36	7.44	6.78	5.66	88.38	3750	99.803	60	1.312	91.142	60	1.312	FD	86.667	1.5

Fuente: Traceparts. Disponible en: <http://www.tracepartsonline.net>

Imagen 8. Diseño de corona seleccionada



Para la selección de los pernos que sujetan la corona con la pala es necesario conocer la fuerza centrífuga, ya que esta es la que causa el empuje de las palas hacia afuera tratando de desprenderlas de la corona, mediante la siguiente ecuación se encuentra el valor de esta fuerza;

$$F_{centrífuga} = \frac{0,1034 * G * (k * v * RV_{cg})^2}{r_{cg}}$$

Donde;

G = Masa de la pala (kg)

k = Constante de ajuste por unidades (1)

RV_{cg} = Relación de velocidades en el centro de gravedad de la pala

r_{cg} = Distancia del eje de giro al centro de gravedad de la pala (m)

El valor de la masa por pala se encuentra en la imagen 5, esta tiene un valor de 158,04 kg. Para hallar el centro de gravedad se aplica la siguiente relación encontrada en la investigación Energía eólica de Pedro Fernández Díez;

$$r_{cg} = \frac{r_{pala}}{4}$$

Resolviendo;

$$r_{cg} = \frac{4,275 \text{ m}}{4} = 1,0687 \text{ m}$$

La relación de velocidades en el centro de gravedad de la pala, se halla de la siguiente manera;

$$RV_{cg} = \frac{2 * \pi * r_{cg} * RPM}{60 * k * v}$$

Reemplazando;

$$RV_{cg} = \frac{2 * \pi * 1,0687 \text{ m} * 133 \text{ RPM}}{60 * 1 * 11 \text{ m/s}}$$

$$RV_{cg} = 1,35$$

Utilizando los valores hallados anteriormente, se puede determinar la fuerza centrífuga;

$$F_{centrífuga} = \frac{0,1034 * 37,27 \text{ kg} * (1 * 11 \text{ m/s} * 1,35)^2}{1,0687 \text{ m}}$$

$$F_{centrífuga} = 795,26 \text{ N}$$

Con el valor de la fuerza centrífuga se halla la fuerza que debe mantener cada perno para la sujeción de la corona con las palas de la siguiente manera;

$$Fp = \frac{Ft}{Z}$$

Donde;

Ft = Fuerza total

Z = Número de pernos

La fuerza total es la fuerza centrífuga, ya que esta es la fuerza que ocasiona empuje a las palas tratando de desacoplarlas de la corona, para hallar el número de pernos se deberá considerar³⁹ un cilindro con un diámetro exterior igual a una vez el diámetro del perno entre la distancia de cada perno, se plantea emplear 24 pernos

³⁹ SHIGLEY, Joseph. Diseño de ingeniería mecánica. México. Editorial: McGraw-Hill. 2da edición 1.928 p. 290

de media pulgada, como se muestra en el anexo C estos datos son comprobados por el catálogo de la corona seleccionada anteriormente;

$$Fp = \frac{795,26 \text{ N}}{24}$$

$$Fp = 33,13 \text{ N} \approx 7,45 \text{ lbf}$$

La fuerza de 7,45 lbf es cortante por esta razón se determinara su respectivo esfuerzo, de la siguiente manera;

$$\tau = \frac{F}{A_s}$$

Donde;

A_s = Área del esfuerzo cortante

Resolviendo;

$$\tau = \frac{7,45 \text{ lbf}}{\pi * (0,25 \text{ in})^2}$$

$$\tau = 26,88 \text{ psi}$$

Una vez conocido el esfuerzo cortante por cada tornillo y utilizando la ecuación de factor de seguridad se selecciona el material que soporte las cargas, de la siguiente manera;

$$n = \frac{\tau_y}{\tau_{perm}}$$

Donde;

n = Factor de seguridad

τ_{perm} = Esfuerzo permisible

τ_y = Límite de fluencia del material a un esfuerzo cortante

El factor de seguridad recomendado por diferentes autores es 2, reemplazando y despejando de la anterior ecuación;

$$\tau_y = 2 * 26,88 \text{ psi}$$

$$\tau_y = 53,76 \text{ psi}$$

El límite de fluencia del material a un esfuerzo cortante surge de la siguiente ecuación, donde σ_y es el límite de fluencia del material;

$$\tau_y = 0,577 \sigma_y$$

Donde;

σ_y = Límite de fluencia a tensión

Despejando y reemplazando;

$$\sigma_y = \frac{53,76 \text{ psi}}{0,577}$$

$$\sigma_y = 93,17 \text{ psi}$$

Observando las tablas de especificaciones ASTM para pernos de acero del libro Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, se selecciona un material acero bajo al carbono con una designación A307, ya que este puede soportar las cargas descritas anteriormente sin sufrir alguna deformación.

Para la selección del motor reductor es necesario conocer el torque que debe producir, este será el mismo ejercido por la fuerza aerodinámica sobre la base de la pala, esta fuerza se encuentra ubicada en el centro de presión el cual está a un 25% del borde de ataque sobre la longitud de la cuerda. Para determinar el torque ejercido en la pala se tomara el valor máximo de cuerda calculado en la tabla 7 y la distancia existente entre la fuerza aerodinámica y el borde de fuga la cual es el 75% de la longitud de la cuerda, se calcula el torque de la siguiente manera;

$$T = F_{\text{aerodinámica}} * 75\% C_{\text{máxima}}$$

Resolviendo;

$$T = 277,35 \text{ N} * (0,75 * 0,736 \text{ m})$$

$$T = 153,29 \text{ N m}$$

El torque resultante tiene un valor de 153,29 N m, como se describió al inicio del ítem el sistema pitch permite que las palas giren desde 0° hasta 90°, la velocidad

de giro depende de la longitud y peso de las mismas, según experimentos⁴⁰ a una velocidad de giro de 90 °/s es óptimo el sistema, razón por la cual se utilizara el mismo valor. Con los anteriores datos se calcula la potencia que debe tener el motor de la siguiente manera;

$$P_{motor} = \frac{T * RPM}{9.549,2965}$$

Reemplazando;

$$P_{motor} = \frac{153,29 \text{ N m} * 15 \text{ RPM}}{9.549,2965}$$

$$P_{motor} = 0,24 \text{ kW} = 240,83 \text{ W}$$

El motoreductor tendrá varios arranques en el transcurso de su funcionamiento, por esta razón se tiene en cuenta un factor de servicio con un valor de 1,5, el cual se determina según el criterio de la empresa Transtecno, donde relaciona el tipo de carga que se ejerce, las horas de funcionamiento y el número de arranques. La potencia del motoreductor es;

$$P_{motor} = 0,24 \text{ kW} \times 1,5$$

$$P_{motor} = 0,36 \text{ kW} \approx 0,48 \text{ HP}$$

Se utiliza un único motoreductor de la empresa NORD DRIVESYSTEMS, de la serie Nordbloc.1 Gearmotors, modelo SK 072.1 - 71L/4. Para información técnica y dimensiones véase el anexo D.

Una vez definida la corona y el motoreductor se calcula el piñón el cual transmitirá el movimiento a la corona para el respectivo giro de la pala, la relación entre estos será 1:4, inicialmente se hallan los números de dientes que deberá tener el piñón de la siguiente manera;

$$RT = \frac{Z_c}{Z_p}$$

Donde;

RT = Relación de transmisión

Z_c = Número de dientes de la corona

⁴⁰ CHIANG, Mao-Hsiung; WANG, Ching-Sung; CHEN, Chang-Sheng. Intelligent Pitch Control for a 2MW Wind Turbine. En: International Journal of Fuzzy Systems, 2012, vol. 14, no 1. NSC 96-2628-E-002 -245 -MY3

Z_p = Número de dientes del piñón

El número de dientes de la corona se encuentra en el catálogo G, el cual tiene un valor de 50. Despejando de la ecuación anterior se obtiene el número de dientes del piñón;

$$Z_p = \frac{Z_c}{RT}$$

Reemplazando;

$$Z_p = \frac{50 \text{ dientes}}{4} = 13 \text{ dientes}$$

El diámetro del piñón se determina a partir de la siguiente relación;

$$\frac{W_{entrada}}{W_{salida}} = \frac{D_{salida}}{D_{entrada}}$$

Donde;

$W_{entrada}$ = Velocidad del piñón (RPM)

W_{salida} = Velocidad de la corona (RPM)

D_{salida} = Diámetro de la corona (mm)

$D_{entrada}$ = Diámetro del piñón (mm)

La velocidad de la corona se determinó al inicio de este ítem como 15 RPM, la velocidad del piñón es la velocidad de salida que tiene el motoreductor seleccionado (anexo D) y el diámetro de la corona se encuentra en el anexo C, despejando de la ecuación anterior se obtiene;

$$D_{entrada} = \frac{D_{salida}}{W_{entrada}} * W_{salida}$$

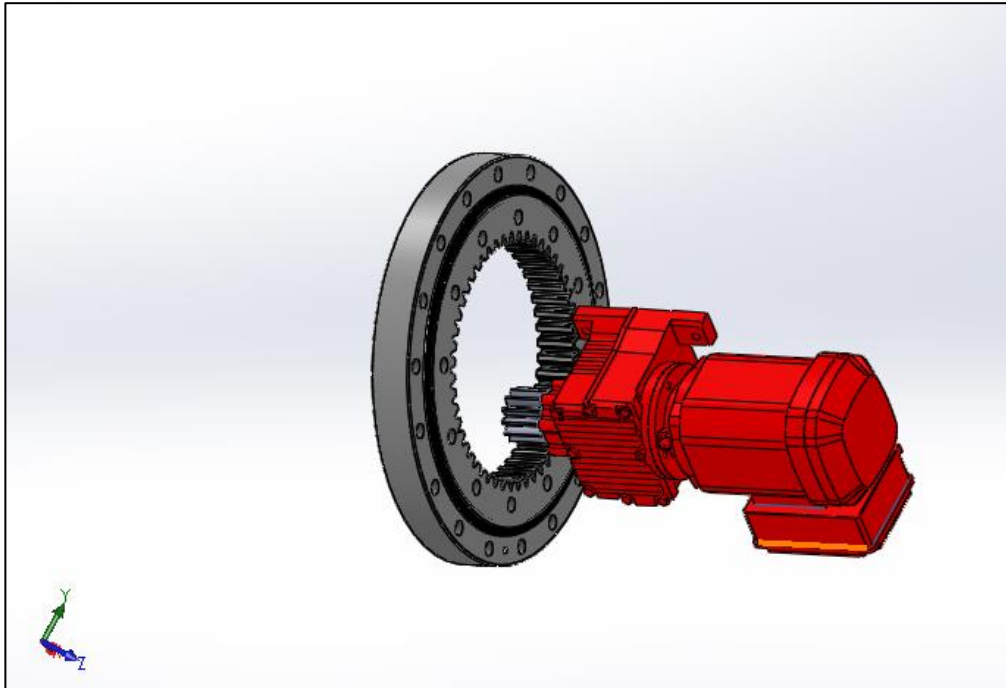
Reemplazando;

$$D_{entrada} = \frac{254 \text{ mm}}{62 \text{ RPM}} * 15 \text{ RPM}$$

$$D_{entrada} = 61,45 \text{ mm}$$

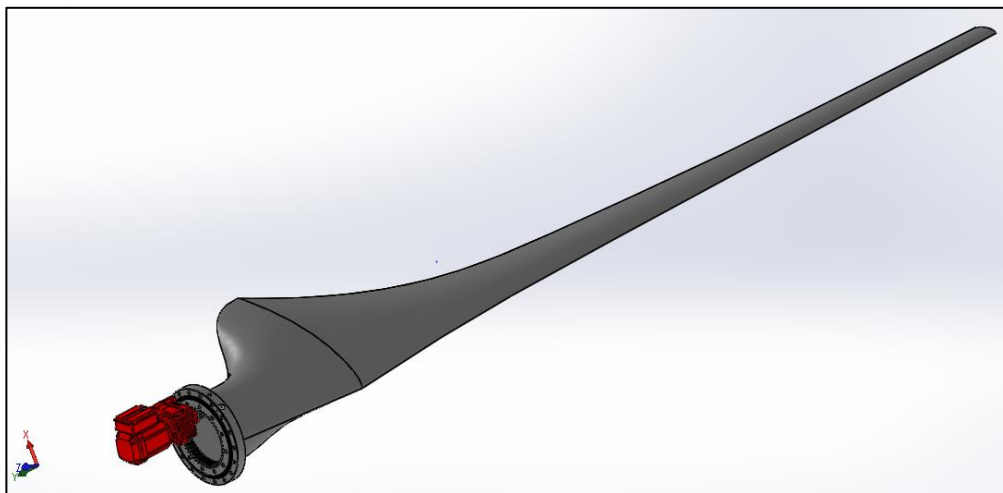
Para el diseño del piñón se utiliza el paso diametral proporcionado por la corona, el cual tiene un valor de $5/7$. El montaje del sistema de posicionamiento y control de potencia de la pala se puede observar en la siguiente imagen;

Imagen 9. Sistema de control de potencia y velocidad



En la imagen 10 se puede observar el ensamble del sistema de control de potencia y la pala del aerogenerador;

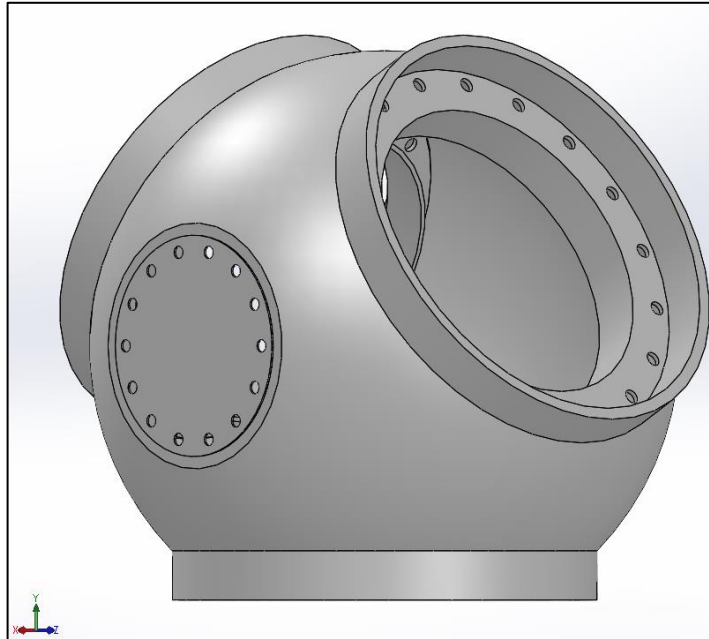
Imagen 10. Ensamble



4.6 DISEÑO DEL BUJE

El buje será tipo rígido ya que de esta forma mantendrá fijos los elementos a los que compone con respecto al eje, sin embargo no tendrá restricción en el ángulo de paso de las palas. Su diseño se realizara teniendo en cuenta los elementos dentro del mismo. El material adecuado y más utilizado en la industria, según la Guía completa de la energía eólica de José María Fernández, es fundición de hierro esferoidal por esta razón, se utilizará. En la siguiente imagen se observa el diseño realizado por los autores, teniendo como referencia los existentes;

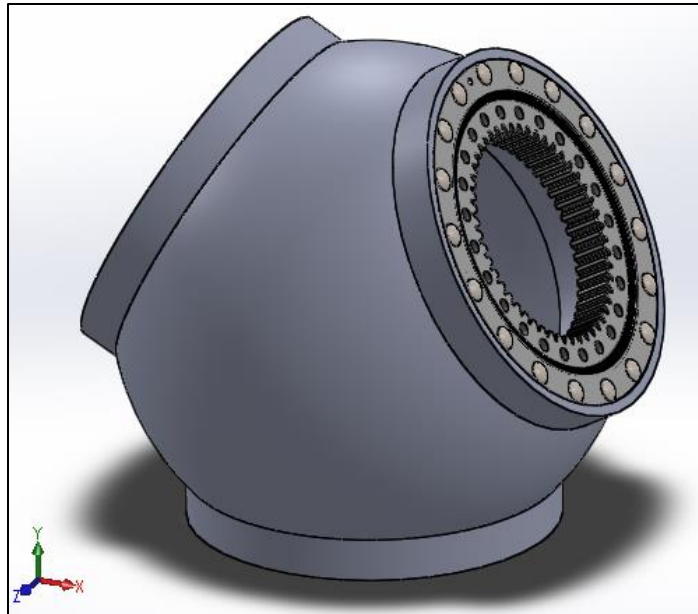
Imagen 11. Vista posterior del buje



Para la selección de los pernos utilizados en la sujeción del buje con el rodamiento que posee la corona, se utiliza de igual forma que en la sujeción de la corona giratoria con las palas la fuerza centrífuga, siguiendo el procedimiento del ítem 4.5, se plantea emplear 18 pernos de media pulgada, como se muestra en el anexo C estos datos son comprobados por el catálogo de la corona seleccionada anteriormente, obteniendo un valor del límite a la fluencia a tensión de 125 psi.

Observando las tablas de especificaciones ASTM para pernos de acero del libro Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, se selecciona un material acero bajo al carbono con una designación A307, el mismo utilizado para la sujeción de la pala con la corona. El ensamble de la corona con el buje se puede observar en la siguiente imagen, en esta no se muestra la unión de con el eje, ya que este se encuentra en la parte posterior;

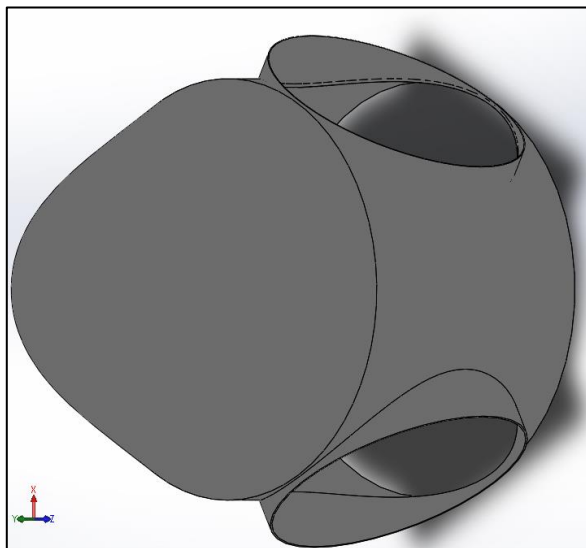
Imagen 12. Ensamble buje y corona



4.7 DISEÑO DEL CONO

El material seleccionado para el cono es fibra de vidrio debido a sus propiedades como el bajo peso, además su bajo costo respecto a materiales con las mismas propiedades. El diseño de este se restringe con los componentes a los cuales protege, su interior es hueco ya que de esta forma su peso se reduce al mismo tiempo que su precio. Su diseño cónico se debe a que facilita el flujo del aire hacia las palas. En la imagen 13 se puede observar el diseño realizado por los autores, teniendo como referencia modelos existentes;

Imagen 13. Cono

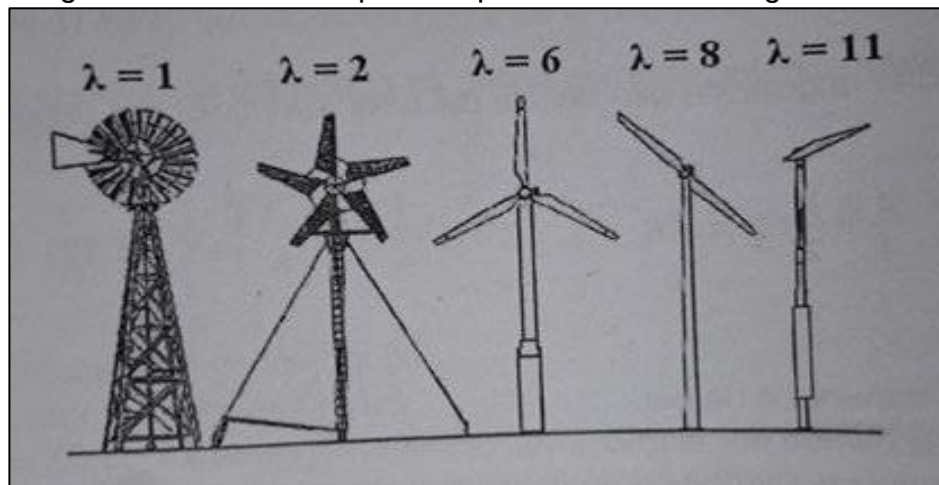


4.8 SELECCIÓN DE ALTERNADOR

Los alternadores apropiados para aerogeneradores de mediana potencia⁴¹ que giran a velocidad variable son los alternadores síncronos de imanes permanentes, estos evitan el uso de una caja multiplicadora. Aunque en el capítulo 3 se definió que el aerogenerador llevaría una caja multiplicadora y por lo tanto un eje de alta velocidad y un eje de baja velocidad se realizará con una conexión directa, es así que la conexión es entre el rotor y el alternador, permitiendo disminuir las dimensiones de la góndola, el peso de la misma y además un menor mantenimiento.

La figura 14 muestra la velocidad específica o el tip speed ratio (λ) de diseño para distintos tipos de rotores, como se dijo al inicio del capítulo 3 el aerogenerador será trípala debido a su menor emisión de ruido, menor nivel de vibraciones disminuyendo el efecto de la fuerza centrífuga, para este caso la velocidad específica tiene un valor de 6;

Imagen 14. Velocidad específica para diferentes aerogeneradores



Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España

Utilizando la ecuación de la velocidad específica se determina la velocidad de rotación del rotor;

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega * R}{v} = \frac{2 * \pi * n * R}{60 * v}$$

Donde;

λ = Tip speed ratio o Velocidad específica (6)

⁴¹ Íbid. p. 4-7

u = Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor (m/s)

v = Velocidad del viento nominal (m/s)

Ω = Velocidad angular de rotación del rotor (rad/s)

R = Radio del rotor (m)

n = Velocidad de rotación del rotor (rpm)

Despejando la velocidad de rotación;

$$n = \frac{\lambda * 60 * v}{2 * \pi * R}$$

Reemplazando;

$$n = \frac{6 * 60 * 11 \frac{m}{s}}{2 * \pi * 4,75 m}$$

$$n = 133 \text{ rpm}$$

También se debe encontrar el par o momento en el eje del rotor por medio de la siguiente ecuación;

$$P = M * \Omega$$

Donde;

P = Potencia eólica del rotor (kW)

M = Momento en el eje del rotor (kN m)

Ω = Velocidad de rotación del rotor del generador (rad/s)

Utilizando la ecuación de velocidad específica λ , se puede determinar la velocidad angular de rotación del rotor del generador Ω ;

$$\lambda = \frac{\Omega * R}{v}$$

Despejando;

$$\Omega = \frac{\lambda * v}{R}$$

Reemplazando los valores;

$$\Omega = \frac{6 * 11 \text{ m/s}}{4,75 \text{ m}} = 13,9 \text{ rad/s}$$

Ahora despejando el momento de la ecuación que relaciona con la potencia eólica del rotor;

$$M = \frac{P}{\Omega}$$

La potencia eólica del rotor es la misma potencia eólica real captada, reemplazando los valores se encuentra que el Momento en el eje del rotor es;

$$M = \frac{20 \text{ kW}}{13,9 \text{ rad/s}}$$

$$M = 1,43 \text{ kN m} = 1.439,39 \text{ Nm}$$

Teniendo las revoluciones por minuto con la potencia requerida, se realiza una búsqueda por catálogo con las siguientes especificaciones;

Cuadro 12. Especificaciones de alternador

Tipo de alternador	Potencia nominal (kW)	Revoluciones por minuto (rpm)	Frecuencia (Hz)	Momento (Nm)
Síncrono de Imanes permanentes	20	133	60	1.439,39

En la imagen 15 se puede observar el alternador de imanes permanentes seleccionado;

Imagen 15. Alternador EV 315



Fuente: Soga energyteam. Disponible en: [http://www. Sogaenergyteam.com/](http://www.Sogaenergyteam.com/)

El alternador seleccionado es fabricado por la empresa SOGAENERGIES modelo EV 315 S, comercialmente se encuentra disponible para velocidades hasta 120 rpm, sin embargo en una conversación realizada por medio electrónico con la empresa⁴², se comenta que es posible personalizarlo en orden de lograr la velocidad requerida con el voltaje máximo adecuado, sin necesidad de modificar sus dimensiones. Véase los anexos E y F tanto las especificaciones técnicas como las dimensiones.

4.9 DISEÑO DE EJE DE TRANSMISIÓN

El eje transmite la potencia del rotor al eje del alternador, sobre este está montado el freno mecánico, un rodamiento con base (chumacera) y un acople. Para poder seleccionar los anteriores componentes es necesario hallar el diámetro mínimo utilizando la ecuación encontrada en el libro diseño de ingeniería mecánica de Shigley;

$$d = \left[\frac{32 * n}{\pi * S_Y} * \left(M^2 + \frac{3 * T^2}{4} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{3}}$$

Donde;

d = Diámetro mínimo del eje (m)

n = Factor de seguridad

⁴² RAMOS, María. RE: In: web request – attention to: SALES DEPT. [En línea]. Message to: Davide, FAGGIONATO (Sogaenergyteam). 24 Febrero 2017. Comunicación personal.

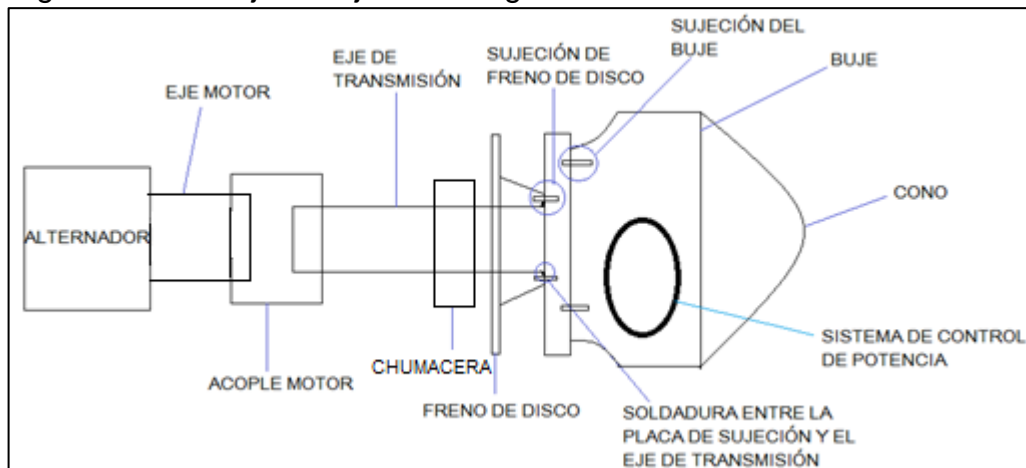
S_y = Esfuerzo último del material (Pa)

M = Momento flexionante (N m)

T = Momento torsor (N m)

El material que se evalúa para el diseño del eje es Acero AISI 1045, este tiene un esfuerzo máximo de 640 MPa, un límite de fluencia de 540 MPa, es dúctil y uniforme cumpliendo con los requerimientos para la fabricación de elementos de transmisión de potencia. Estos datos se pueden confirmar con el anexo G, con la empresa Steel&tube quien provee este material. Una vez seleccionado el material se define un factor de seguridad de 2 como lo sugieren varios autores en el diseño de ejes. La flexión ocasionada por el peso del rotor en el eje es mínima en comparación con el momento torsor ocasionado por la rotación que se presenta. En la figura 27 se puede observar el montaje del eje;

Figura 27. Montaje del eje del aerogenerador



El peso del rotor y los demás componentes es una carga puntual ubicada en los agujeros del disco del eje, el peso de los pernos y tornillos empleados en el sistema es mínimo a comparación con los demás componentes por esta razón es despreciado, para determinar el momento flector se toma el peso total calculado en el cuadro 13;

Cuadro 13. Peso de los componentes

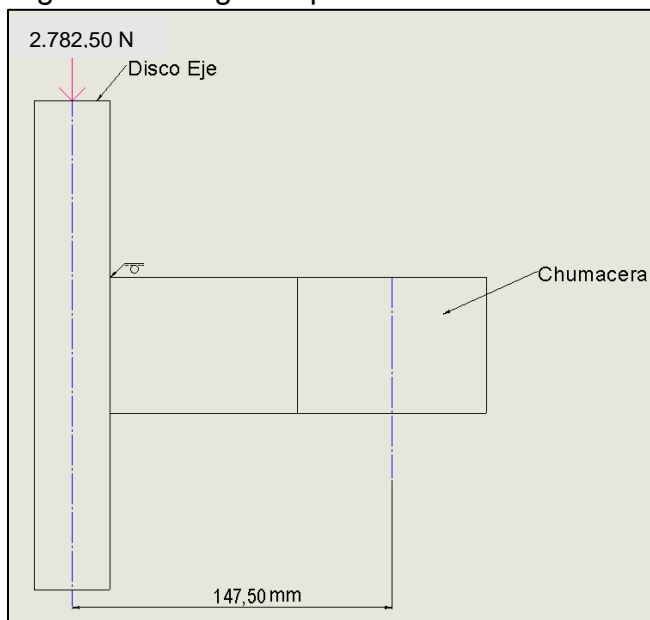
Componentes		Masa (kg)	Peso (N)
Palas (3)		111,82	1.096,99
Buje		44,36	435,22
Cono		15	147,15
Pitch	Coronas (3)	88,45	867,69
	Motorreductores (3)	24	235,44
Total		283,63	2.782,50

El momento flector en el eje se puede determinar de la siguiente manera;

$$M = F * d$$

La fuerza en este caso es una carga puntual ocasionada por el peso del rotor y sus componentes, esta carga como se dijo anteriormente está ubicada en los agujeros que se encuentran en el disco del eje, esta carga en su caso más crítico la recibe la chumacera por esta razón, se halla el momento en este componente ya que en este es el momento máximo al que se somete el eje, en la figura 28 se puede observar su determinada distancia con la fuerza;

Figura 28. Carga del peso del rotor



Reemplazando;

$$M = 2.782,50 \text{ N} * (0,1475\text{m})$$

$$M = 410,91 \text{ N m}$$

Para definir de manera óptima el diámetro mínimo del eje, también se debe tener en cuenta el momento torsor ocasionado en el eje, este se halla mediante la siguiente ecuación;

$$T = \frac{63.000 * P}{n}$$

Donde;

n = Número de revoluciones por minuto

P = Potencia (HP)

Reemplazando;

$$T = \frac{63.000 * 28,78 \text{ HP}}{133 \text{ rpm}} = 12.734,56 \text{ lb in}$$

Convirtiendo este valor en el sistema internacional se obtiene;

$$T = 12.734,56 \text{ lb in} * \frac{0,0254 \text{ m}}{1 \text{ in}} * \frac{1 \text{ N}}{0,224 \text{ lb}} = 1.442,33 \text{ N m}$$

Reemplazando el valor en la ecuación del diámetro de obtiene;

$$d = \left[\frac{32 * 2}{\pi * 640 * 10^6 \text{ Pa}} * \left((410,91 \text{ Nm})^2 + \frac{3 * (1.442,33 \text{ Nm})^2}{4} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{3}}$$

$$d = 0,03472 \text{ m} = 34,72 \text{ mm}$$

El diámetro determinado anteriormente es el diámetro mínimo que debería tener el eje de transmisión. Se determina tomar un diámetro de 2 ½ de tal forma que el eje no falle ni por torsión por ni flexión. En el capítulo 6 se podrá observar el análisis de este elemento cuando está sometido al peso de los elementos y al par torsor.

4.9.1 Sujeción por soldadura. Como se mostró en la figura 23, el eje consta un disco el cual facilita su montaje y unión con el buje, este disco está unido al eje mediante soldadura, la cual está sometida a esfuerzos de torsión, flexión y cortante vertical directo, por tal motivo se calcula el tipo de soldadura y se verifica que resista las cargas a las que está sometida, según el libro Diseño de máquinas de Mott de la siguiente manera;

$$fR = \sqrt{fb^2 + ft^2 + fs^2}$$

Donde;

fR = Fuerza resultante

fb = Fuerza de flexión

ft = Fuerza de torsión

fs = Fuerza cortante vertical

La fuerza de flexión se calcula mediante la siguiente ecuación;

$$fb = \frac{m}{S_w}$$

Donde;

m = Momento de flexión

S_w = Factor geométrico de flexión (in^2)

El factor geométrico de flexión para un cordón de soldadura alrededor del eje se halla de la siguiente manera;

$$S_w = \pi * \left(\frac{d^2}{4} \right)$$

Donde;

d = Diámetro del eje (in)

Como se halló al inicio del ítem el diámetro del eje es de $2\frac{1}{2}$ pulgadas, reemplazando este valor;

$$S_w = \pi * \left(\frac{(2\frac{1}{2} \text{ in})^2}{4} \right)$$

$$S_w = 4,9087 \text{ in}^2$$

Reemplazando el momento flector y el factor geométrico de flexión se obtiene;

$$fb = \frac{3.623,65 \text{ lb in}}{4,9087 \text{ in}^2}$$

$$fb = 738,20 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

La fuerza de torsión se calcula mediante la siguiente ecuación;

$$ft = \frac{T * c}{J_w}$$

Donde;

T = Torque (lbin)

c = Radio del eje (in)

J_w = Factor geométrico de torsión (in^3)

El factor geométrico de torsión para un cordón de soldadura alrededor del eje se halla de la siguiente manera;

$$J_w = \pi * \left(\frac{d^3}{4} \right)$$

Reemplazando;

$$J_w = \pi * \left(\frac{(2\frac{1}{2} \text{ in})^3}{4} \right)$$

$$J_w = 12,27 \text{ in}^3$$

Reemplazando el torque y el factor geométrico de torsión se obtiene;

$$f_t = \frac{12.734,56 \text{ lb in} * 1,25 \text{ in}}{12,27 \text{ in}^3}$$

$$f_t = 1.297,13 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

La fuerza cortante vertical se calcula mediante la siguiente ecuación;

$$f_s = \frac{P}{A_w}$$

Donde;

P = Fuerza (lbf)

A_w = Factor geométrico de la fuerza cortante vertical (in)

El factor geométrico de la fuerza cortante vertical para un cordón de soldadura alrededor del eje se halla de la siguiente manera;

$$A_w = \pi * d$$

Como se halló al inicio del ítem el diámetro del eje es de $2\frac{1}{2}$ pulgadas, reemplazando este valor;

$$A_w = \pi * 2\frac{1}{2} \text{ in}$$

$$A_w = 7,8539 \text{ in}$$

Reemplazando la fuerza ejercida que es la misma fuerza puntual hallada anteriormente y el factor geométrico de la fuerza cortante vertical se obtienen;

$$f_s = \frac{624,01 \text{ lbf}}{7,8539 \text{ in}}$$

$$f_s = 79,45 \frac{\text{lbf}}{\text{in}}$$

Reemplazando las fuerzas de flexión, torsión y cortante vertical en la ecuación de la fuerza resultante;

$$fR = \sqrt{fb^2 + ft^2 + fs^2}$$

$$fR = \sqrt{\left(738,20 \frac{\text{lb}}{\text{in}}\right)^2 + \left(1.297,13 \frac{\text{lb}}{\text{in}}\right)^2 + \left(79,45 \frac{\text{lbf}}{\text{in}}\right)^2}$$

$$fR = 1.494,59 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

Para conocer el tamaño de la soldadura que soportará las respectivas cargas, es necesario relacionarla con la fuerza admisible del electrodo. Como se observó anteriormente, el material seleccionado para el eje de transmisión es AISI 1045, algunos distribuidores de este material recomiendan un electrodo E6011-E6013-E6015, la fuerza admisible para este electrodo es 9.200 lb-in. El tamaño de la soldadura se determina relacionando este valor con la fuerza resultante de la siguiente manera;

$$w = \frac{fR}{Fa}$$

Donde;

Fa = Fuerza admisible por pulgada de lado según electrodo (lb/in)

El tamaño del chaflán de la soldadura es;

$$w = \frac{1.494,59 \text{ lb/in}}{9.200 \frac{\text{lb}}{\text{in por in de lado}}}$$

$$w = 0,16 \text{ in}$$

El chaflán de $\frac{1}{4}$ pulgada para el cordón de soldadura todo alrededor del eje es adecuado para este caso.

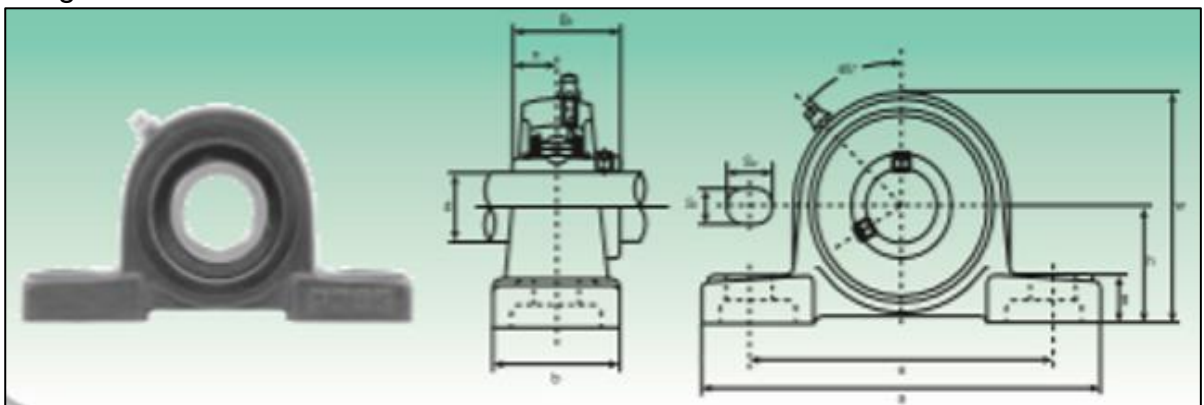
4.9.2 Sujeción por tornillos. Como se explicó anteriormente, el montaje del eje posee un disco el cual va unido al buje mediante uniones atornilladas; por esta razón, es necesario calcular la cantidad de tornillos con su respectivo tamaño. Se realiza el mismo procedimiento que en el numeral 4.5, planteando el uso de 14 tornillos de $\frac{1}{2}$ pulgada de diámetro cada uno, obteniendo un valor de límite de fluencia de 815,09 psi.

Observando las tablas de especificaciones ASTM para tornillos de acero del libro Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, se selecciona un material acero bajo al carbono con un número de grado A307, ya que este puede soportar las cargas descritas anteriormente sin permitir deformación.

4.9.3 Selección de rodamiento. Este es un apoyo para evitar flexiones en el eje, se utiliza únicamente uno después del freno, ya que la distancia hasta el acople es mínima. Este rodamiento es tipo chumacera, para su selección se debe conocer la carga estática como la dinámica, esta última se puede ignorar debido a que las revoluciones máximas a las que está el sistema son bajas. La carga estática que se presenta en el sistema se halla de acuerdo a la carga axial la cual es la misma carga aerodinámica y la carga radial según los pesos tanto del rotor como del freno, teniendo como resultado un valor de 2.782,50 N.

Con los valores anteriores se selecciona la chumacera de la empresa ISB de la serie normal UCP2 Serie normal modelo UCP213-40, véase anexo H para las demás especificaciones técnicas y dimensiones. Este tipo de rodamiento posee un manguito el cual proporciona un ajuste sobre el eje evitando realizar escalonamientos.

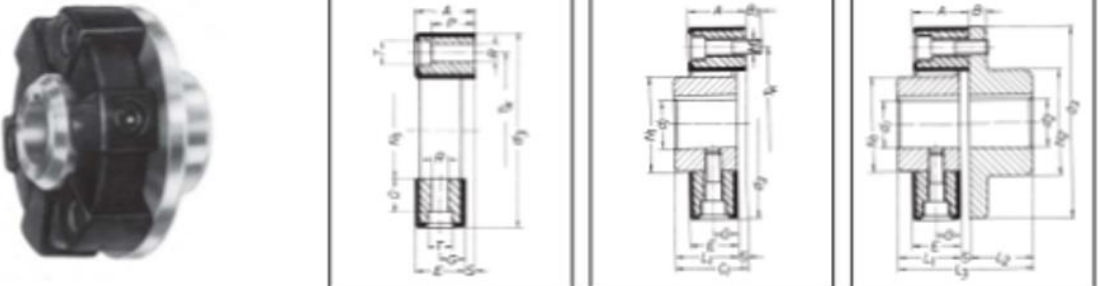
Imagen 16. Chumacera



Fuente: Catálogo IBN, página 44.

4.9.4 Selección de acople. Para este caso este componente es tipo flexible, ya que permite un porcentaje de desalineación. La selección de este componente depende del torque al cual están sometidos los ejes y del diámetro tanto del eje de transmisión como del eje motor, estos datos fueron determinados anteriormente. De esta manera se selecciona un acople de la empresa LINDIS, S. L, de la serie LF lovejoy, tipo 50. Véase el anexo I para las especificaciones técnicas y dimensiones.

Imagen 17. Acople



El acoplamiento LF actúa como amortiguador de sobrecargas y vibraciones.

DIMENSIONES

Tipo	d1		d2		d3	A	B	B1	C1	E	G	L1	L2	L3	M	N1	N2	S	T
	min.	máx.	min.	máx.															
1	8	19	8	25	56	24	7	7	26	22	11	24	24	50	M6	30	36	2	10
2	10	28	12	38	85	24	8	8	32	20	10	28	28	80	M6	40	55	4	14
4	12	30	15	45	100	28	8	8	34	24	12	30	30	64	M8	45	65	4	14
8	12	38	18	55	120	32	10	10	46	28	14	42	42	88	M10	60	80	4	17
16	15	48	20	70	150	42	12	12	56	36	18	50	50	106	M12	70	100	6	19
22	15	48	20	70	150	42	12	12	56	36	18	50	50	106	M12	70	100	6	19
25	15	55	20	85	170	46	14	14	61	40	20	55	55	116	M14	85	115	6	22
28	15	55	20	85	170	46	14	14	61	40	20	55	55	116	M14	85	115	6	22
30	20	65	25	100	200	56	16	16	74	50	25	66	66	140	M16	100	140	8	25

Fuente: Catálogo Lindis S.L. Pág. 13

4.10 SELECCIÓN DE SISTEMA DE FRENO

La mayoría de aerogeneradores deben contar con otro sistema de frenado a parte del sistema implementado en el control de potencia (Pitch o Stall). Este freno suele ser mecánico. Principalmente en la industria eólica se usa el freno de disco, para este caso también se usará este tipo de freno.

Para iniciar la selección del freno de disco se tienen en cuenta los parámetros de algunos proveedores, para así conocer cuáles son los datos que se deben hallar. Teniendo de referencia un catálogo de frenos eólicos de la compañía Reach Top, se inicia calculando la cantidad del torque necesario para el sistema de la siguiente manera;

$$T_{freno} = \text{Torque del motor} * \text{Factor de seguridad}$$

Reemplazando;

$$T_{freno} = 1.442,33 \text{ Nm} * 2$$

$$T_{freno} = 2.884,66 \text{ Nm}$$

En el libro Diseño de Ingeniería mecánica de Shigley, existen dos métodos para la determinación del freno de disco. El primer método es conocido como “Desgaste uniforme”, este método es utilizado cuando el sistema de frenado ya tiene un desgaste inicial. Por esta razón, se utilizará el segundo método de resolución el cual es llamado “presión uniforme”, ya que en el sistema diseñado no existe ningún tipo de desgaste previo. Teniendo el valor del torque del freno, el diámetro interior del disco que es el diámetro definido para el eje de transmisión, y utilizando la figura 29 se puede determinar el material del freno, la presión máxima y el coeficiente de fricción datos que son necesarios. Utilizando la ecuación de torque se determina el diámetro exterior del disco;

$$T = \frac{\pi * f * Pa}{12} * (D^3 - d^3)$$

Despejando el diámetro exterior;

$$D = \sqrt[3]{\left(\frac{12 * T}{\pi * f * Pa}\right) + d^3}$$

Donde;

T = Torque de frenado (Nm)

Pa = Presión máxima (N/m²)

D = Diámetro exterior del disco (m)

d = Diámetro interior del disco (m)

f = Coeficiente de fricción

Reemplazando los valores mencionados anteriormente;

$$D = \sqrt[3]{\left(\frac{12 * 2.884,66 \text{ Nm}}{\pi * 0,49 * 5'183.703,54 \text{ N/m}^2}\right) + (0,0635 \text{ m})^3}$$

$$D = 0,1662 \text{ m} \approx 6,544 \text{ in}$$

Figura 29. Características de freno de disco

Material	Coeficiente de fricción f	Presión máxima $p_{máx}$, psi	Temperatura máxima		Velocidad máxima, $V_{máx}$, pie/min	Aplicaciones
			Instantánea, °F	Continua, °F		
Cermet	0.32	150	1 500	750		Frenos y embragues
Metal sinterizado (seco)	0.29-0.33	300-400	930-1 020	570-660	3 600	Embragues y frenos de disco de yugo
Metal sinterizado (húmedo)	0.06-0.08	500	930	570	3 600	Embragues
Asbesto moldeado rígido (seco)	0.35-0.41	100	660-750	350	3 600	Frenos y embragues de tambor
Asbesto moldeado rígido (húmedo)	0.06	300	660	350	3 600	Embragues industriales
Zapatillas de asbesto moldeado rígido	0.31-0.49	750	930-1 380	440-660	4 800	Frenos de disco
Que no sea asbesto moldeado rígido	0.33-0.63	100-150		500-750	4 800-7 500	Embragues y frenos
Asbesto moldeado semirrígido	0.37-0.41	100	660	300	3 600	Embragues y frenos
Asbesto moldeado flexible	0.39-0.45	100	660-750	300-350	3 600	Embragues y frenos
Hilo y alambre de asbesto enrollado	0.38	100	660	300	3 600	Embragues de automóviles
Hilo y alambre de asbesto tejido	0.38	100	500	260	3 600	Embragues y frenos industriales
Algodón tejido	0.47	100	230	170	3 600	Embragues y frenos industriales
Papel resiliente (húmedo)	0.09-0.15	400	300		$PV < 500\,000$ psi · pie/min	Embragues y bandas de transmisión

Fuente: BUDYNAS, Richard. NISBETT, J. Keith. Diseño en ingeniería mecánica de Shigley

Teniendo el diámetro exterior, se usará la siguiente ecuación para determinar la fuerza de frenado;

$$F = \frac{\pi * P a}{4} * (D^2 - d^2)$$

Reemplazando en la ecuación descrita en la anterior página se determina la fuerza de frenado;

$$F = \frac{\pi * 5'183.703,54 \text{ N/m}^2}{4} * ((0,1662 \text{ m})^2 - (0,0635 \text{ m})^2)$$

Resolviendo la anterior ecuación se obtiene;

$$F = 96.094,24 \text{ N} \approx 21.550,18 \text{ lbf}$$

Teniendo los resultados de los cálculos anteriores, se realiza una búsqueda por catálogo con las siguientes especificaciones;

Cuadro 14. Especificaciones del freno

Tipo de freno	Freno de disco
Torque	2.884,66 Nm
Fuerza de frenado	96,09 kN
Presión máxima	750 psi \approx 51,71 Bar

Con los requerimientos mencionados se selecciona un freno de la compañía RINGSPANN de accionamiento hidráulico modelo HW150, véase anexo J para las demás especificaciones técnicas y dimensiones.

Figura 30. Freno RINGSPAN HW150

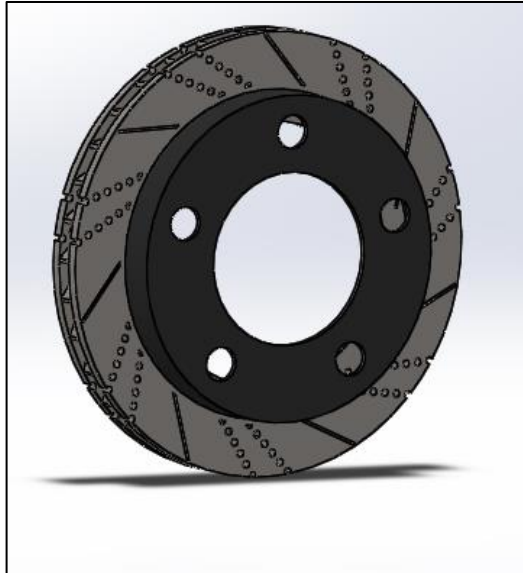


Fuente: Brake Calipers HW 150 HUK and HW 180 HUK Catalogue. P.100

El disco en el cual la mordaza aplica su fuerza de frenado para así detener su movimiento va sujeto al eje mediante tornillos, los cuales se seleccionan siguiendo el procedimiento del ítem 4.5, se utilizan 5 tornillos de media pulgada, obteniendo un valor del límite de fluencia de 78,81 kpsi.

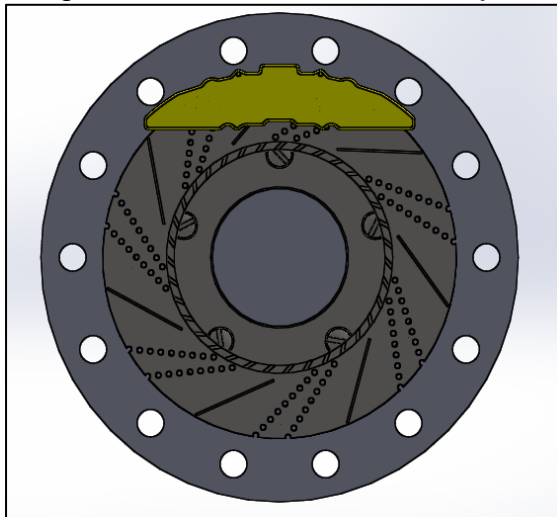
Observando las tablas de especificaciones ASTM para tornillos de acero del libro Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, se selecciona un material aleación al medio carbono templado y revenido, con un número de grado A325, ya que este puede soportar las cargas descritas anteriormente sin sufrir alguna deformación. En la imagen 18 se puede observar el diseño del freno de disco en CAD;

Imagen 18. Freno de disco



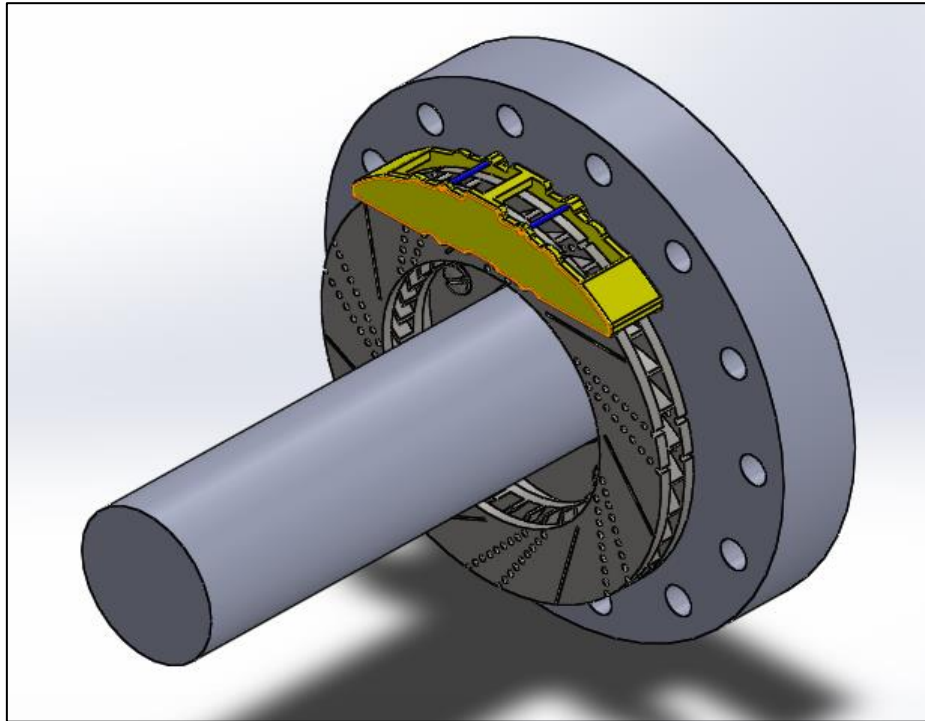
Los tornillos seleccionados para la sujeción del disco con el eje se pueden observar en la imagen 19;

Imagen 19. Tornillos SAE 7 de sujeción



En la imagen 20 se puede observar el freno de disco montado sobre el eje de transmisión;

Imagen 20. Freno de disco montado sobre eje



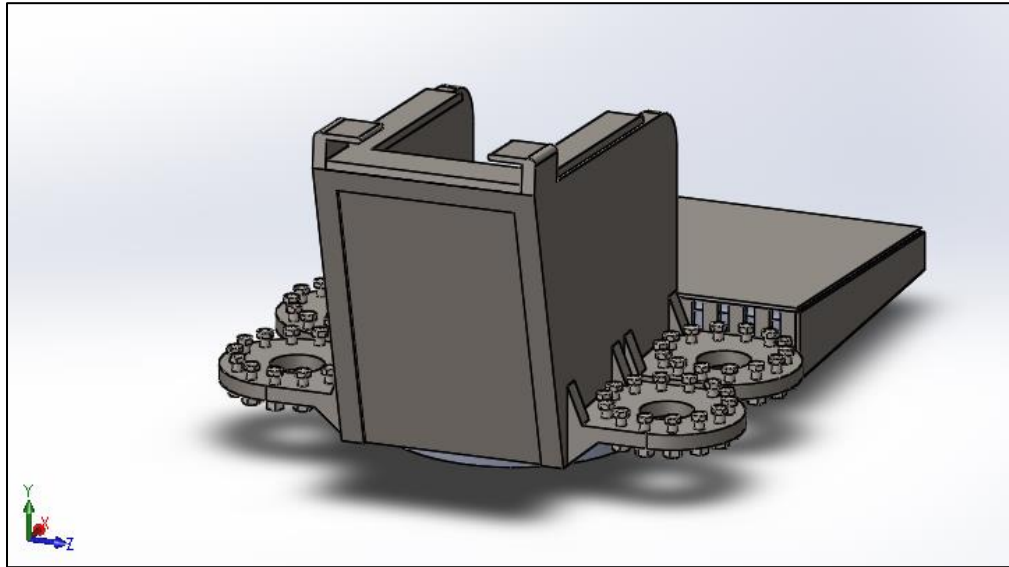
4.11 DISEÑO DEL BASTIDOR

El bastidor permite mantener la chumacera y el alternador anclados a la góndola, además que es el componente que está anclado al rodamiento del sistema de orientación, permitiendo el giro del sistema. Este elemento está compuesto por láminas de acero estructural A36 de 1 in de espesor y por perfiles rectangulares de dimensiones de 3 in x 2 in x 0,25 in, que funcionan como travesaños permitiendo soportar la carga efectuada por el alternador. La selección de este perfil se debe a la gran resistencia al pandeo, su fácil montaje y mantenimiento, y protección a la corrosión.

El bastidor también cuenta con 4 soportes en forma de aleta circulares, con refuerzos tanto en la parte superior, como en la parte inferior, en los cuales se montan los 4 motoredutores del sistema de orientación, de igual manera cuenta con una placa circular soldada en la parte inferior donde irá sujeta al rodamiento. Además, esta placa cuenta con un agujero en el centro, de tal forma que los cables puedan salir a la torre y posteriormente al sistema eléctrico.

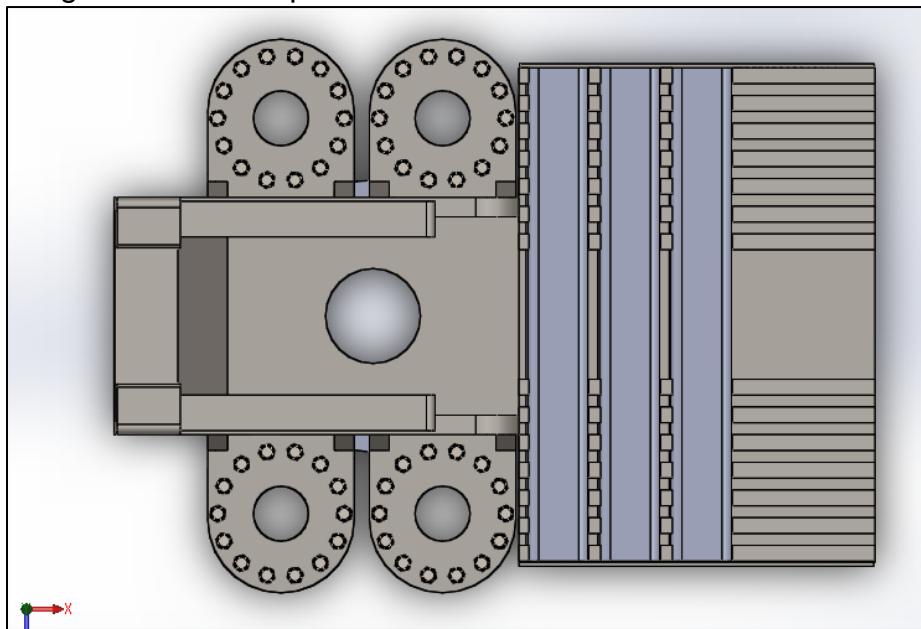
En el capítulo 6 se puede observar el análisis por elementos finitos del bastidor, de esta manera se comprobará su resistencia a las cargas a las que está sometido. Tomando como referencia algunos soportes o bastidores ya diseñados para aerogeneradores se diseña el soporte para este caso, en la imagen 21 se puede observar el modelo;

Imagen 21. Bastidor de la góndola



En la imagen 22 se puede observar una vista de detalle de los perfiles nombrados anteriormente;

Imagen 22. Vista superior del bastidor

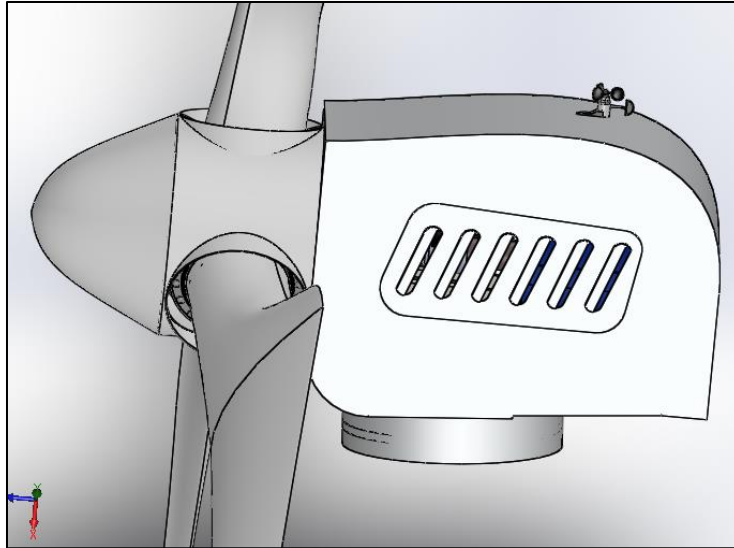


4.12 DISEÑO DE GÓNDOLA

La góndola contiene los componentes del aerogenerador como el alternador, eje de transmisión, freno, chumacera y la estructura, su diseño se realiza teniendo en cuenta las dimensiones de estos elementos y referencia de diferentes autores. Su

principal función es proteger sus componentes de las condiciones climatológicas del lugar, el material óptimo para su fabricación es de poliéster reforzado con fibra de vidrio. En la imagen 23 se puede observar cómo es su configuración;

Imagen 23. Góndola

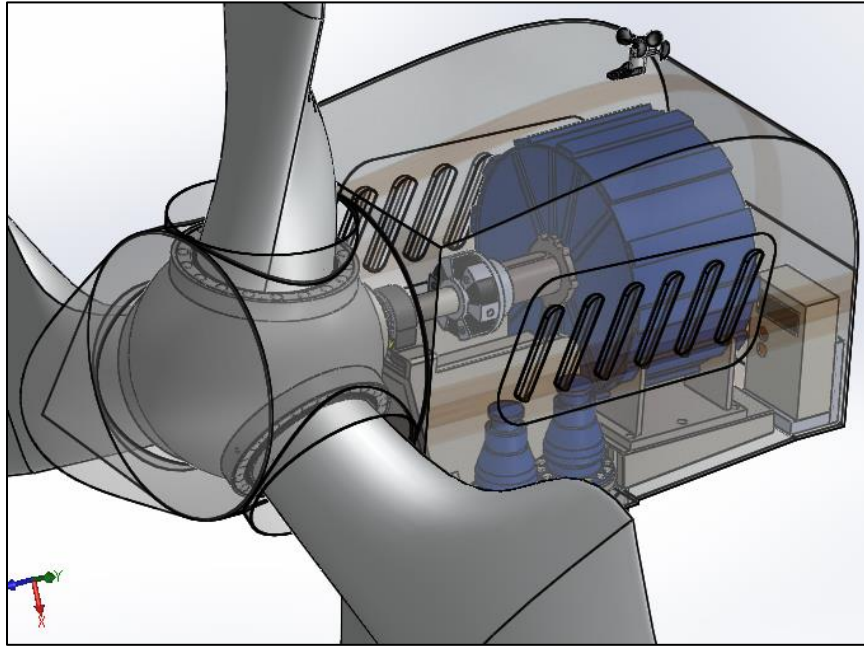


Como se observó en la imagen anterior, sobre la góndola se encuentra un anemómetro con el fin de enviar las diferentes señales como la velocidad y dirección del viento al controlador para que realice su correcto funcionamiento con los demás subsistemas que posee el aerogenerador.

En la parte inferior de la góndola existen 5 agujeros, uno de ellos ubicado lo más cerca al rotor, ya que ahí se encuentra ubicado el centro de masa del sistema evitando un volcamiento. Los otros 4 agujeros tienen un diámetro menor y su función es permitir el acople entre el piñón del motoreductor del sistema de orientación y la corona giratoria del mismo sistema.

Dentro de la góndola en la parte posterior está ubicado tanto el alternador como el controlador. Como se muestra en el anexo E, el alternador debe tener un sistema de refrigeración natural o forzada, por esta razón en la góndola en su cara posterior y sus caras laterales posee unas rejillas de ventilación para cumplir con este requerimiento. En la imagen 24 muestra el ensamble de la góndola y los demás componentes;

Imagen 24. Ensamble góndola y sus componentes



4.13 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Como se ha mencionado anteriormente el aerogenerador es barlovento, por esta razón será necesario tener algún sistema de orientación para que el rotor gire frente de donde se encuentra la dirección del aire, y de esta manera aumentar la proporción de energía disponible captada. Este sistema de orientación también llamado “YAW” realiza la orientación de manera forzada mediante una corona giratoria y con ella unos motoredutores, ubicados en la parte inferior de la góndola los cuales son accionados electrónicamente por la señal que es enviada por un sensor.

La selección de este sistema es muy parecido a la selección de la corona del sistema pitch en el ítem 4.5, la fuerza axial ejercida en esta es el peso de todos los componentes que están dentro de la góndola, algunos de estos pesos son conocidos por información que se provee de ellos en catálogos y los otros el programa SolidWorks los proporciona. Teniendo la fuerza axial que se ejerce se realiza el mismo procedimiento que en sistema de control de potencia, con las únicas diferencias en que la fuerza radial ejercida sobre el rodamiento viene dada por la siguiente ecuación⁴³ cuando el aerogenerador está en funcionamiento;

$$Fr = Cp * (v_{m\acute{a}x})^2 * A_{rotor}$$

⁴³ LIU, Wenyi. Design and kinetic analysis of wind turbine blade-hub-tower coupled system. En: Renewable Energy, 2016, vol. 94, p. 547-557.

El coeficiente de potencia y el área del rotor se obtuvieron al inicio del capítulo, reemplazando estos valores;

$$Fr = 0,5 * \left(11 \frac{m}{s}\right)^2 * 70,88 m^2$$

$$Fr = 4.288,36 N$$

La fuerza radial también se puede hallar cuando el aerogenerador se encuentra parado por el freno, es decir excede la velocidad de funcionamiento, cuando ocurre lo descrito anteriormente se le conoce como velocidad de parada, de la siguiente manera;

$$Fr = \frac{1}{2} * \rho * (v_{parada})^2 * C_t * A_b * B$$

Donde;

C_t = Coeficiente de empuje según su forma

A_b = Área proyectada (m^2)

B = Número de palas

v_{parada} = Velocidad de parada (m/s)

El área proyectada tiene el mismo valor del área del rotor, ya que es el área que se encuentra perpendicularmente al viento, el coeficiente de empuje según su forma tiene un valor de 0,5⁴⁴, el valor de velocidad de parada tiene un valor de 25 m/s como se sustentó al inicio del presente capítulo. Reemplazando los valores anteriores se obtiene;

$$Fr = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{kg}{m^3} * \left(25 \frac{m}{s}\right)^2 * 0,5 * 70,88 m^2 * 3$$

$$Fr = 30.239,6 N$$

En este caso la fuerza radial que se toma en cuenta es la fuerza hallada cuando el aerogenerador se encuentra en condiciones máximas, ya que en esta asegura mayor fiabilidad en la construcción del mismo.

⁴⁴ NASA. Shape effects on drag. [En línea]. [Consultado el 27/04/2017]. Disponible en: <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/airplane/shaped.html>

Por último, la diferencia con el sistema de control de potencia también radica en la velocidad de rotación⁴⁵. Esta será de 0,25 rpm (1,5 °/s). Como se sustentó anteriormente, la fuerza radial tiene un valor de 30.239,62 N y la fuerza axial de 10.205,43 N como lo muestra el siguiente cuadro;

Cuadro 15. Peso sistema de orientación

SISTEMA DE ORIENTACIÓN YAW		
Componentes		Peso (N)
Palas (3)		1.096,99
Buje		435,22
Cono		147,15
Pitch	Coronas (3)	867,69
	Motorreductores (3)	235,44
Freno		637,65
Chumacera		51,4
Góndola		539,55
Eje		178,83
Estructura		2.851,76
Acople		24,52
Alternador		3.139,20
Total		10.205,43

Teniendo en cuenta la información del cuadro 15, se halla el momento el cual debe soportar el rodamiento (M_{tilt}) según la segunda edición de Guidelines for design of Wind Turbines, de la siguiente manera;

$$M_{tilt} = \sqrt{M_1^2 + M_2^2}$$

Donde;

$$M_1 = M_{yR} + F_{xR} * Z_R$$

$$M_2 = M_{xR} - F_{zR} * Y_R - F_{yR} * Z_R + F_N * Y_N$$

Donde;

M_{yR} = Par motor del rotor (N m)

F_{xR} = Fuerza horizontal sobre el rotor (N)

⁴⁵ WU, Zhi; WANG, Hengsheng. Research on active yaw mechanism of small wind turbines. En: Energy Procedia. CHINA, 2.012, vol. 16, p. 53-57.

Z_R = Distancia vertical de fuerza radial al rodamiento (m)

M_{xR} = Momento de vuelco del rotor (N m)

F_{zR} = Peso del rotor (N)

Y_R = Distancia horizontal desde la fuerza radial al centro del rodamiento (m)

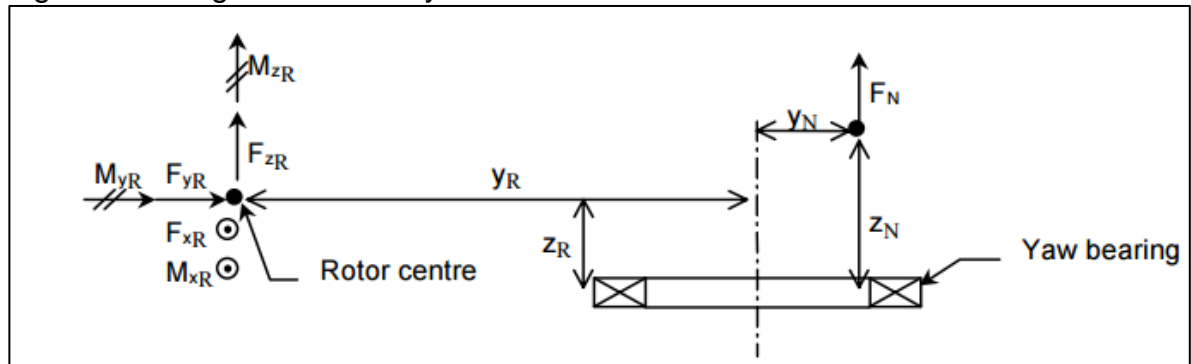
F_{yR} = Fuerza radial (N)

F_N = Peso de la góndola y de los componentes dentro de esta (N)

Y_N = Radio de la parte hueca del rodamiento (m)

Para mayor entendimiento, en la figura 31 se muestra cómo actúan las cargas en el rotor y en el rodamiento del sistema de orientación;

Figura 31. Cargas en el rotor y en rodamiento del sistema de orientación



Fuente: Wind Energy Department of Risoe National Laboratory and Det Norske Veritas: Guidelines for Design of Wind Turbines, Copenhagen 2.001.

Inicialmente para resolver M_1 se tiene en cuenta el valor del par motor del rotor que fue hallado en el desarrollo del presente capítulo, obteniendo un valor de 1.439,39 N m, y para conocer el valor de la fuerza F_{xR} , se toma como referencia el análisis de cargas básicas según Guidelines for design of Wind Turbines, ya que este se desarrolla para aerogeneradores que tengan un diámetro entre 5 a 25 metros, el cual concluye que F_{xR} tiene un valor de 0. Por último, la distancia vertical del rotor al centro de gravedad es hallada por medio del software SolidWorks obteniendo un valor de 0,53098 m, resolviendo la anterior ecuación;

$$M_1 = 1.439,39 \text{ N m} + (0 \text{ N} * 0,53098 \text{ m})$$

$$M_1 = 1.439,39 \text{ N m}$$

Para revolver M_2 se tiene en cuenta que el peso del rotor, la fuerza de arrastre, el peso de la góndola y sus componentes, estos fueron hallados en el desarrollo del presente capítulo, la distancia horizontal del rotor al centro de gravedad y la distancia vertical del rotor al centro de gravedad fueron halladas por medio del software SolidWorks.

Como se muestra en la figura 31, para hallar Y_N se debe conocer algunas especificaciones del rodamiento, por esta razón se plantea el uso de una corona giratoria con un diámetro exterior desde 300 mm hasta 600 mm, de acuerdo a las limitaciones a las que está el tamaño de la góndola. Para estandarizar esta medida se busca en diferentes catálogos parametrizando la medida a 434 mm (17.086 in). Por último el momento x sobre el rotor tiene un valor de 0, ya que este momento se obtiene a partir de la fuerza F_{xR} . Con los valores determinados anteriormente se halla M_2 , obteniendo;

$$M_2 = 0 \text{ N m} - (3.094,75 \text{ N} * 0,957 \text{ m}) - (30.239,62 \text{ N} * 0,53 \text{ m}) + (7.383,69 \text{ N} * 0,265 \text{ m})$$

$$M_2 = -17.736,3 \text{ N m}$$

El signo negativo en M_2 indica la dirección del momento va en sentido contrario al asumido. Reemplazando los valores de M_1 y M_2 en la fórmula de M_{tilt} , se obtiene;

$$M_{tilt} = \sqrt{(1.439,39 \text{ N m})^2 + (-17.736,3 \text{ N m})^2}$$

$$M_{tilt} = 17.794,86 \text{ N m} \approx 13.125,49 \text{ lb ft}$$

Con el valor de M_{tilt} se comprueba que la corona giratoria planteada es apta, esta es proporcionada por la empresa Kaydon, de la serie MT con la referencia MTE-265, véase anexo K para mayor información.

El motor es el componente que produce el movimiento de la góndola, es decir es el que produce el momento del yaw, este se halla de la siguiente manera;

$$M_{yaw} = M_{zR} + F_{xR} * Y_R + M_{Brake} + M_{Friction}$$

Donde;

M_{zR} = Es el momento producido por las fuerzas aerodinámicas

M_{Brake} = Momento del freno

$M_{Friction}$ = Momento producido por la fricción

El momento producido por la fuerza aerodinámica fue hallado en el ítem 4.5. Este valor debe ser multiplicado por 3, ya que son 3 palas las que están en el sistema obteniendo un valor de 889,27 N m. El momento producido por el freno se halla de igual manera que en el ítem 4.10. Se decide tomar el diámetro exterior e interior de 14,5 in y 10 in respectivamente con base a la corona seleccionada, obteniendo un valor de 22.323,72 N m (197.100 lb in). El momento producido por la fricción se halla de la siguiente manera;

$$M_{Friction} = \mu * (a * M_{tilt} + b * F_a * Dr + c * F_r * Dr)$$

Donde;

μ = Coeficiente de fricción

F_a = Fuerza axial (N)

Dr = Diámetro del rodamiento (m)

F_r = Fuerza radial

Los coeficientes μ , a , b y c son relacionados al rodamiento seleccionado con los siguientes valores;

$$\mu = 0,006$$

$$a = 2,2$$

$$b = 0,5$$

$$c = 1,9$$

Reemplazando;

$$M_{Friction} = 0,006 * ((2,2 * 17.794,86 \text{ N m}) + (0,5 * 10.205,43 \text{ N m} * 0,434 \text{ m}) + (1,9 * 30.239,62 \text{ N} * 0,434 \text{ m}))$$

$$M_{Friction} = 397,79 \text{ N m}$$

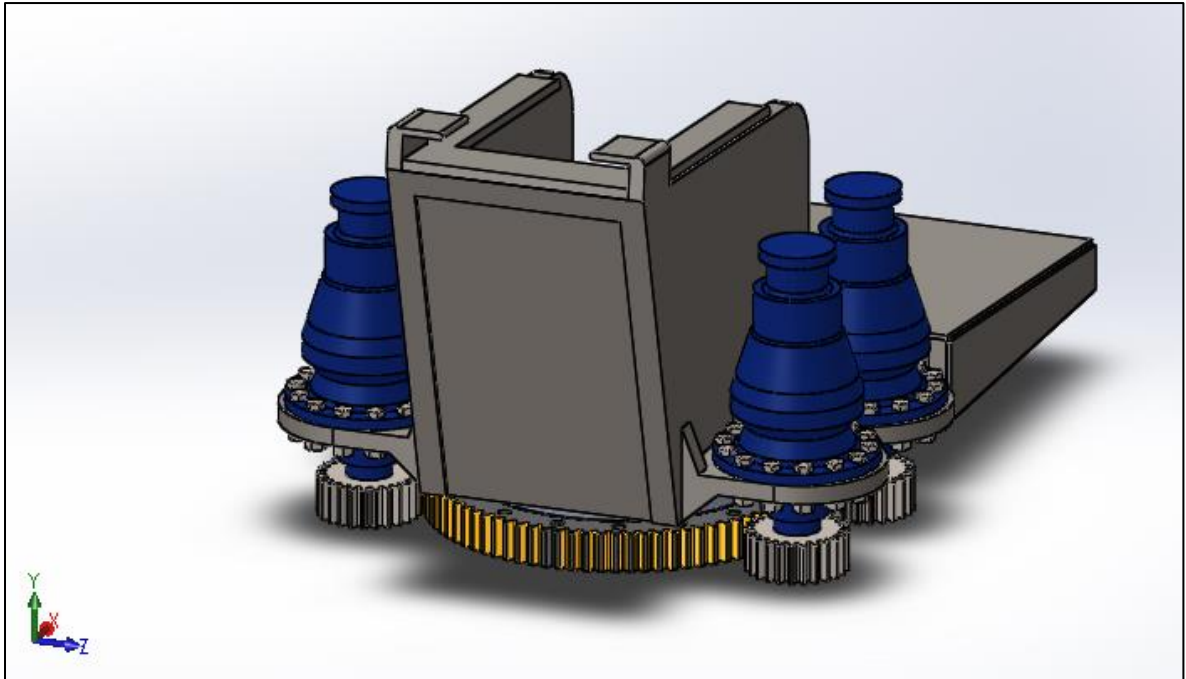
Reemplazando los valores anteriormente hallados en la ecuación del momento yaw, se obtiene;

$$M_{yaw} = 889,27 \text{ N m} + (0 \text{ N} * 0,957 \text{ m}) + 22.323,72 \text{ N m} + 397,79 \text{ N m}$$

$$M_{yaw} = 23.610,79 \text{ N m}$$

Como se mencionó anteriormente este es el momento que necesita tener los motoredutores para realizar el giro de la góndola, con este valor y la velocidad de rotación definido al inicio del ítem se obtiene que la potencia del motor es de 618,12 W (0,83 HP). Con esta información se seleccionan cuatro motoredutores de la empresa ROSSI, de la serie GR tipo 500GR, para mayor información véase el anexo L. En la imagen 25 se puede observar el sistema de orientación del aerogenerador montado sobre el bastidor;

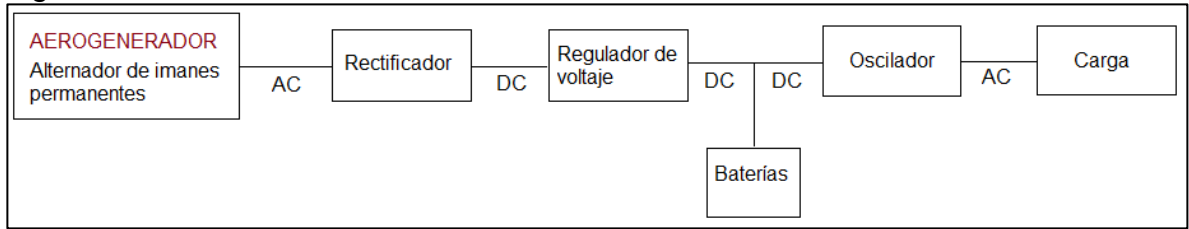
Imagen 25. Sistema de orientación



4.14 SELECCIÓN DE SISTEMA ELÉCTRICO

Debido a que en la empresa el uso de la energía para el alumbrado nocturno externo es igual todos los meses, se debe contar con algunos sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Además de este sistema, se deben tener otros componentes que cambian tanto la corriente como el voltaje, con el fin de poder llevarlo a los requerimientos dados en el capítulo 3 por parte de Vidrio Andino S.A. En la figura 32, se puede observar como es la posición de los componentes del sistema eléctrico;

Figura 32. Sistema eléctrico



La razón por la cual la corriente puede seguir el camino al banco de baterías o directamente al oscilador, es debido a que se podría tener el caso cuando el banco de baterías este completamente lleno entonces entregaría directamente a la red.

4.14.1 Banco de baterías. El banco de baterías permite almacenar la energía eléctrica producida por el alternador. Los parámetros básicos⁴⁶ para la elección de un banco de baterías se dan en los siguientes ítems;

- ✓ Potencia y consumo en un determinado tiempo
- ✓ Autonomía de las baterías
- ✓ Voltaje del banco de baterías
- ✓ Factor de perdida (1,15)

Para llevar a cabo la selección de un banco de baterías se van a seguir los ítems descritos anteriormente. El consumo eléctrico por el alumbrado ya se había determinado al inicio del presente capítulo, este tiene un valor de 156,78 kWh/día. La autonomía de la batería debe ser de 2 días, valor mínimo recomendado en el Manual de la energía de eólica de José María Escudero. Así mismo, el autor plantea que para una potencia mayor a 8 kW se deben utilizar baterías de 80 v, en ese orden de ideas se determina la capacidad de almacenamiento de la batería de la siguiente manera;

$$156,78 \frac{kWh}{dia} * 2 dias * \frac{1.000 Wh}{1 kW} = 313.560 Wh$$

Se toma este valor y se divide entre el voltaje que tendrá las baterías. De esta manera se obtiene la capacidad que debe tener la batería;

$$Capacidad = \frac{313.560 Wh}{80v}$$

⁴⁶ ESCUDERO. Op. cit., p.29

$$Capacidad = 3.919 \text{ Ah}$$

Como se mencionó anteriormente, es necesario aplicar un factor de pérdida el cual tiene un valor de 1,15. Aplicando este factor la capacidad del banco de baterías debe ser;

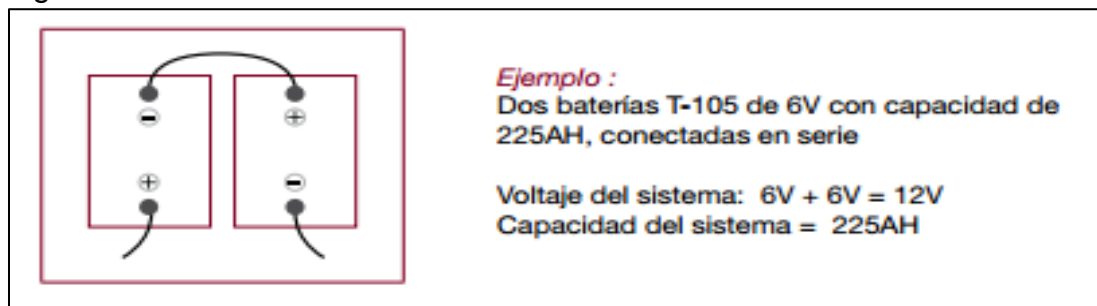
$$Capacidad = 3.919 \text{ Ah} * 1,15$$

$$Capacidad = 7.512,375 \text{ Ah}$$

Una vez obtenido este valor, es necesario conocer otras condiciones para la selección del banco de baterías, ya que una sola batería no almacenará la cantidad de energía demandada. Otras condiciones a tener en cuenta son;

✓ La gran mayoría de baterías tienen un voltaje nominal de 6v y 12 v, cuando se desea aumentar el voltaje de una batería es necesario conectarla en serie con otra, sin embargo su capacidad no cambiará. En la figura 33 se puede observar lo mencionado anteriormente;

Figura 33. Baterías conectadas en serie

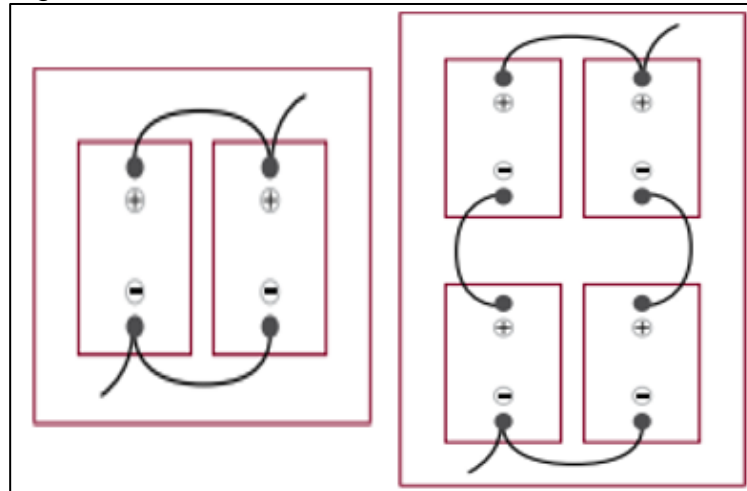


Fuente: Trojan Battery Company. Disponible en: <http://www.nexosonline.com/web/techinfo/Guia.pdf>

✓ Para cambiar la capacidad de la batería y mantener el voltaje de esta, es necesario conectar las baterías en paralelo (izquierda); en caso que se deseen cambiar los dos valores, se deben conectar un grupo de baterías en serie y paralelo (derecha).

En la figura 33 se pueden observar los dos casos;

Figura 34. Baterías conectadas en serie



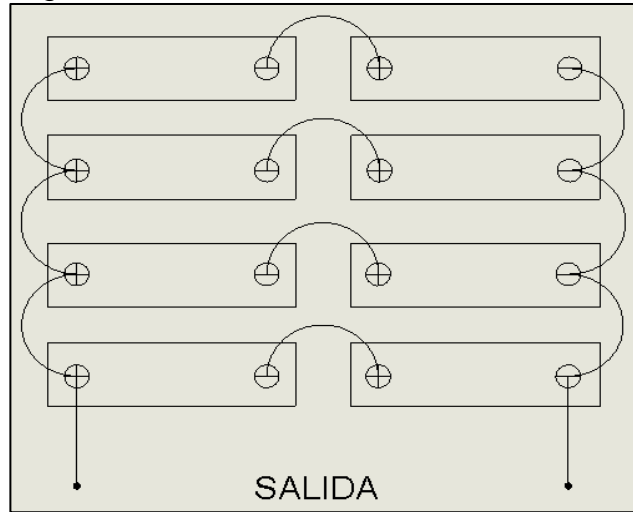
Fuente: Trojan Battery Company. Disponible en: <http://www.nexosonline.com/web/techinfo/Guia.pdf>

✓ Las baterías vienen clasificadas en tres grupos C5, C20 Y C100. Esta clasificación hace referencia a la rapidez con que la batería convierte la energía química en energía eléctrica⁴⁷. Las baterías más eficientes son las que están clasificadas como C5

Actualmente, las baterías no tienen la capacidad para almacenar la cantidad de energía demandada por el alumbrado nocturno-externo. Por esta razón, se debe cambiar tanto el voltaje como la capacidad de las baterías. Este proceso se llevó a cabo utilizando como base baterías industriales de 80 v 600Ah (anexo M). La configuración del banco debe ser tanto en paralelo como en serie. En la figura 35 se muestra la configuración del banco;

⁴⁷ CASPE Solar, Explicación de términos en las baterías: C5, C20, C100 [En línea]. Disponible en: <http://www.caspe-solar.com/page/que-debo-comprar-baterias>

Figura 35. Banco de baterías 160v 2.400 Ah



Una vez realizada la configuración del banco de baterías se puede obtener el voltaje, debido a que el alternador tiene un voltaje de salida de 160 v el banco de baterías deberá tenerlo también, por esta razón tiene conexiones en serie, es decir, su voltaje cambiara de 80 v a 160 v, igualmente existen baterías conectadas en paralelo lo que le permitirá alcanzar un almacenamiento de 2.400 Ah. Utilizando el mismo procedimiento anterior, se determina la capacidad que deberá tener el banco de baterías cuando su voltaje es de 160 v;

$$Capacidad = \frac{313.560 Wh}{160 v}$$

$$Capacidad = 1.959,75 Ah$$

Aplicando el factor de pérdida;

$$Capacidad = 1.959,75 Ah * 1,15$$

$$Capacidad_{necesaria} = 2.253,71Ah$$

Después de diseñar el banco de baterías, la capacidad del banco es 2.400 Ah cubriendo la demanda del alumbrado nocturno-externo. En la tabla 10 se observa las especificaciones necesarias y la batería seleccionada para el sistema;

Tabla 9. Especificaciones de batería seleccionada

Especificaciones	
Voltaje (v)	80
Capacidad (Ah)	600
Conexión	Serie y paralelo
Unidades	8
Fabricante	DEKA BATTERIES D-SERIES

4.14.2 Rectificador. Este componente recibe la corriente alterna generada por el alternador y la transforma en corriente directa para la carga en las baterías. Para la selección de este componente se debe tener en cuenta tanto el voltaje de salida del alternador como la potencia máxima generada observada en la tabla 6. El rectificador a seleccionar debe ser de onda completa, se seleccionará a partir de la corriente del sistema. La corriente se determina a partir de la siguiente relación;

$$I = \frac{P}{V}$$

Reemplazando los valores conocidos en los anteriores ítems queda de la siguiente manera;

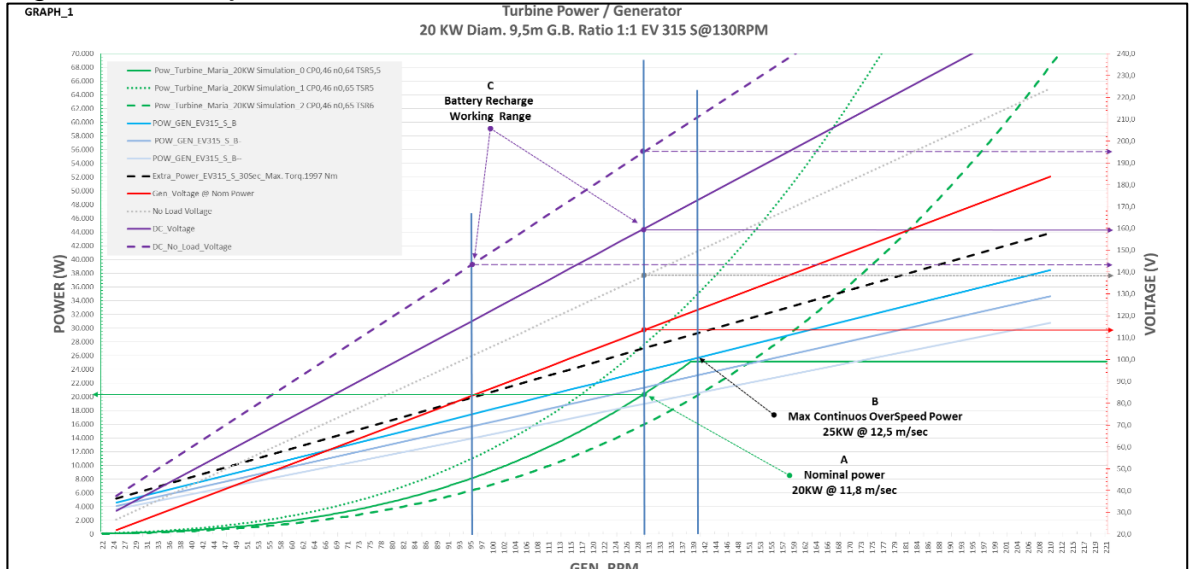
$$I = \frac{21.470 \text{ W}}{160 \text{ v}}$$

$$I = 134,18 \text{ A}$$

No se seleccionará el componente a partir de la potencia eléctrica ni el voltaje, ya que en el valor de la corriente se relacionan. En ese orden de ideas se selecciona un puente rectificador de la compañía VISHAY modelo 160MT160, para mayor información observe el anexo N.

4.14.3 Regulador de voltaje. El uso de este componente se debe a que el alternador varía su voltaje de salida respecto a las revoluciones por minuto a las que gira, como se puede observar en la figura 36;

Figura 36. Voltaje vs RPM



Fuente: SOGAENERGYTEAM. Comunicación personal.

La selección de este depende del voltaje máximo (160v) que se puede ocasionar por las revoluciones máximas (133 RPM) y después de rectificar el voltaje, esta información es proporcionada por la empresa fabricante del alternador. Actualmente en el mercado no se encuentran reguladores de voltaje para la potencia máxima generada por el aerogenerador; por tal motivo, los autores del presente proyecto se comunicaron con una empresa fabricante de reguladores de voltaje para aplicaciones solares y eólicas, los cuales a partir de las necesidades fabrican el regulador apropiado para la aplicación solicitada.

4.14.4 Oscilador. La función del oscilador es la contraria del rectificador, utilizando estos mismos datos se selecciona este componente. Para los mismos datos mencionados anteriormente, se selecciona un equipo fabricado por la empresa BLUESUN SOLAR modelo Growatt 20000UE. Para mayor información observar el anexo O.

4.14.5 Transformador. La empresa Vidrio Andino maneja un voltaje trifásico de 480 v. A la salida del oscilador se tiene un voltaje de 160 v, por tal motivo hay que elevarlo al voltaje solicitado, la selección de este componente se da conociendo la cantidad de KVA necesarios por la carga;

$$kVA = \frac{Voltios * Amperios}{1000}$$

Resolviendo;

$$kVA = \frac{480 \text{ v} * 43,75 \text{ A}}{1000} = 21 \text{ kVA}$$

Con este valor y los valores anteriores de voltaje, se encuentra un Transformador de la empresa Romagnole modelo Pad-Mounted. Para mayor información ver anexo P.

4.15 POTENCIA ÚLTIMA Y EFICIENCIA GLOBAL

En el ítem 4.3 se determinó el valor de la potencia disponible en la zona de emplazamiento, después se integró a la ecuación el valor del límite de Betz (59,6%) y coeficiente de potencia. De esta manera se halló el valor de la energía eólica que es capaz de convertir el aerogenerador en energía eléctrica, sin embargo esta última no es la potencia de salida, ya que como se ha visto a lo largo de este capítulo, existen componentes y sistemas por los cuales la energía generada debe pasar antes de llegar a la red o a la aplicación establecida.

La potencia última se obtiene a partir de las eficiencias de los componentes del aerogenerador. En el libro Ingeniería de la energía eólica de Miguel Villarrubia se encuentra la siguiente ecuación;

$$Pu = \eta_m * \eta_c * Cp * Pd$$

Donde;

Pu = Potencia última (kW)

η_m = Eficiencia de caja multiplicadora (%)

η_c = Eficiencia del alternador eléctrico (%)

Cp = Coeficiente de potencia

Pd = Potencia disponible (kW)

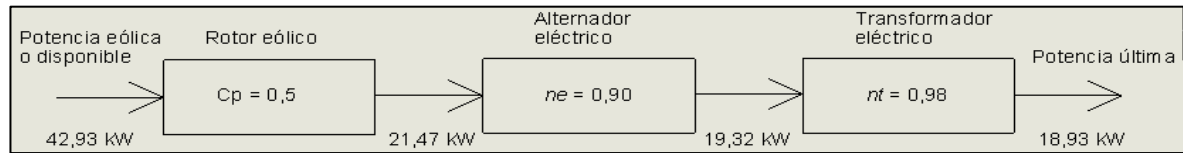
Pd y Cp están relacionados en el ítem 4.3, esta relación es la potencia real nominal captada la cual tiene un valor de 21,47 kW para la velocidad nominal de la zona, debido a que para este caso el aerogenerador no cuenta con caja multiplicadora no se tiene en cuenta el valor de la eficiencia, la eficiencia del alternador eléctrico tiene un valor de 90% a 98% y para el transformador eléctrico⁴⁸ tiene un valor de 98%, reemplazando los valores se obtiene;

$$Pu = 0,90 * 0,98 * 21,47 \text{ kW} = 18,93 \text{ kW}$$

El flujo de potencias del sistema se puede observar a continuación;

⁴⁸ VILLARRUBIA, Miguel Op,cit. p. 219

Imagen 26. Flujo de potencias del sistema



Una vez obtenida la potencia última o potencia eléctrica del sistema se puede determinar la eficiencia global del sistema de la siguiente manera;

$$\eta_g = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{Potencia disponible}}$$

Donde;

η_g = Eficiencia global del sistema

Tomando los datos de la imagen 26 se calcula la eficiencia;

$$\eta_g = \frac{18,93 \text{ kW}}{42,93 \text{ kW}} = 0,4409 = 44,09 \%$$

Esta eficiencia está en el rango de los aerogeneradores comerciales.

4.16 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA DEL AEROGENERADOR

La producción anual de energía del aerogenerador debe cumplir con los parámetros propuestos al inicio del capítulo, utilizando la potencia nominal del sistema se puede calcular este valor. Es importante para este ítem conocer el Factor de carga del sistema para así determinar el número de horas por año que el aerogenerador estará a plena carga;

$$\text{Factor de Carga} = \eta_g * 8.760 \text{ h/año}$$

$$\text{Factor de Carga} = 44,09\% * 8.760 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 3.862,28 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

Ahora se calcula la cantidad de energía producida anualmente;

$$\text{Energía producida anual} = 20 \text{ kW} * 3.862,28 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Energía producida anual} = 77.245,6 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 77,25 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}$$

5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

El presente capítulo tiene como fin evaluar tres (3) alternativas de diseño para la estructura del aerogenerador según los parámetros descritos anteriormente. Esta evaluación se realiza por el método Scoring, primero se seleccionan los criterios por los cuales serán evaluadas las alternativas, teniendo estos se les asigna una ponderación según su importancia de la siguiente manera;

Cuadro 16. Ponderación

Nivel de importancia	Escala numérica
No importante	1
Poco importante	2
Importancia media	3
Importante	4
Muy importante	5

Teniendo la ponderación de cada criterio, se establece la siguiente escala para evaluar la idoneidad de cada alternativa;

Cuadro 17. Niveles de satisfacción

Nivel de satisfacción	Escala numérica
Extra bajo	1
Muy bajo	2
Bajo	3
Poco bajo	4
Medio	5
Poco alto	6
Alto	7
Muy alto	8
Extra alto	9

5.1 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

A continuación se describirán las características de cada alternativa teniendo en cuenta como criterios de evaluación un menor costo, un bajo mantenimiento, una fácil instalación, un buen impacto visual y mayor seguridad para el personal y maquinaria para así después evaluar y seleccionar la alternativa óptima.

5.1.1 Alternativa 1. Torre celosía, está construida mediante perfiles soldados lo que genera un mayor mantenimiento debido a que en las uniones de los perfiles se puede presentar corrosión, posee un acceso restringido dificultando este último, actualmente es la menos utilizada en el sector eólico para grandes y medias potencias a pesar de su bajo costo. La altura de instalación máxima es de 30 metros,

algunos autores afirman que la principal desventaja de este tipo de estructura es el impacto visual generado. En la figura 37 se puede observar como es la torre;

Figura 37. Torre celosía



Fuente: Fuhrlaender Disponible en:
www.windmesse.de/pic/fuhrlaender-fl_2500.jpg

5.1.2 Alternativa 2. Torre tubular de acero, como su nombre lo indica el material de fabricación es acero, la altura máxima de fabricación es de 80 metros debido al costo de material, la geometría usada en este tipo de estructura es troncocónica, es decir, el diámetro de la estructura varía desde la base hasta su punto más alto en la góndola. Su fabricación⁴⁹ se realiza en secciones de máximo 4,3 metros de diámetro, 25 metros de altura y 60 toneladas de peso por motivos del transporte. La instalación de las mismas se realiza por medio de bridas con pernos. En la figura 35 se puede observar la estructura;

⁴⁹ LÄSSIG Luis., APCARIAN, Anabel. Tendencias en el diseño de las torres para aerogeneradores multimegawatt, 2.001, Grupo de Ingeniería del Viento, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Buenos Aires.

Figura 38. Torre tubular de acero



Fuente: Elementaloaxaca Disponible en: [http:// www.elementaloaxaca.com/wp-content/uploads/2015/09/torre-acero.jpg](http://www.elementaloaxaca.com/wp-content/uploads/2015/09/torre-acero.jpg)

5.1.3 Alternativa 3. Torre de hormigón, como su nombre lo indica el material de fabricación es hormigón, es recomendada para instalaciones que se encuentren a más de 80 metros de altura, los cambios de temperatura afectan la resistencia que puede tener, por tal motivo en su diseño se debe tener en cuenta las cargas térmicas del sistema. A diferencia de la torre tubular de acero esta tiene menor costo, sin embargo esta estructura es más pesada y rígida respecto a las torres metálicas.

Figura 39. Torre de hormigón



Fuente: Acciona. Disponible en: <https://www.acciona.com/media/1499026/torres-hormigon-parque-eolico-video.jpg>

5.2 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA

Como se habló al inicio del capítulo, la selección de la alternativa se realiza por medio del método de scoring con los criterios nombrados anteriormente. En primera instancia, se asigna una ponderación según la importancia de cada criterio teniendo en cuenta el cuadro 17, obteniendo;

Cuadro 18. Ponderación de cada criterio

Criterios	Ponderación W_i
Menor costo	5
Bajo mantenimiento	4
Fácil instalación	4
Impacto visual	3
Mayor seguridad	5

Para continuar, según la escala numérica de satisfacción del cuadro 18, se establece un rating para cada alternativa según cada criterio de la siguiente manera;

Cuadro 19. Satisfacción

Criterio	Alternativa 1 r_{i1}	Alternativa 2 r_{i2}	Alternativa 3 r_{i3}
Menor Costo	9	5	7
Bajo Mantenimiento	2	8	5
Fácil instalación	7	5	5
Impacto visual	2	9	9
Mayor seguridad	5	8	8

Para la selección de la alternativa se realiza la siguiente ecuación;

$$S_j = \sum_j W_i * r_{ij}$$

Donde;

W_i = Ponderación por cada criterio

r_{ij} = Alternativa

Resolviendo;

$$S_{j \text{ alternativa } 1} = (5 * 9) + (4 * 2) + (4 * 7) + (3 * 2) + (5 * 5)$$

$$S_{j \text{ alternativa } 1} = 112$$

Realizando el procedimiento anterior con las otras dos alternativas se obtiene;

Cuadro 20. Resultado Scoring

Criterio	Ponderación W_i	Alternativa 1 r_{i1}	Alternativa 2 r_{i2}	Alternativa 3 r_{i3}
Menor Costo	5	9	5	7
Bajo Mantenimiento	4	2	8	5
Fácil instalación	4	7	5	5
Impacto visual	3	2	9	9
Mayor seguridad	5	5	8	8
Score S_j		112	144	142

Según los resultados mostrados en la tabla anterior, la alternativa con mayor puntaje es la alternativa 2, correspondiente a la torre tubular de acero, es decir que es la alternativa más adecuada según los criterios establecidos.

6. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA

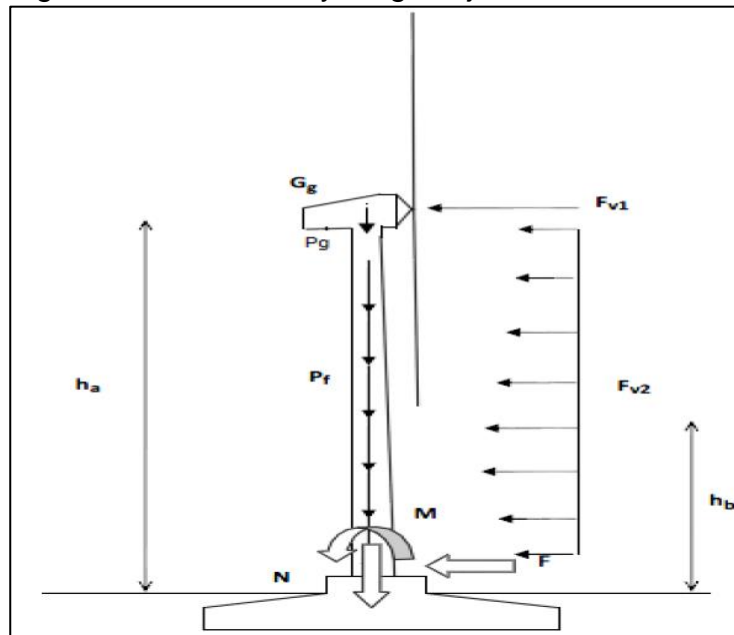
La torre es el componente que le brinda estabilidad al aerogenerador; por esta razón, el material seleccionado debe ser el adecuado para soportar las diferentes cargas a las que es sometida, y al ser uno de los componentes más visibles del sistema su geometría debe ser agradable visualmente.

Como se mencionó anteriormente la alternativa seleccionada es la torre tubular de acero, para este caso se determinó la altura de la misma de 20 metros debido a la velocidad del viento en la zona donde está ubicada la empresa. El diseño de esta se verá afectado por las cargas estáticas generadas por los diferentes pesos de los componentes y la carga dinámica ejercida por el viento.

6.1 CIMENTACIÓN

Existen varias tipologías de cimentación que varían dependiendo del tipo de terreno que exista en la zona de instalación y de la altura de la torre. En la zona en que se encuentra ubicada la empresa Vidrio Andino existe un terreno compacto, es decir la cimentación para este caso es convencional, para este tipo de cimentación se usa una zapata de hormigón pretensado de soporte la cual se une con la torre por medio de una brida. La cimentación como la torre deben soportar las cargas estáticas ejercidas por el peso del aerogenerador y las cargas dinámicas ejercidas por el viento y la rotación del rotor como se muestra en la siguiente figura;

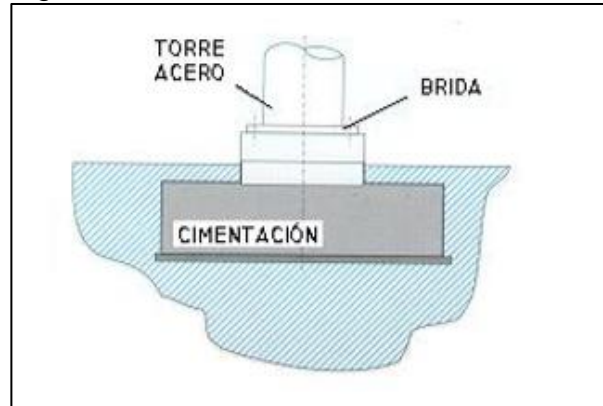
Figura 40. Momentos y cargas ejercidas en la torre



Fuente: NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador. 2015, España

La cimentación seleccionada se puede observar en la siguiente figura, en la cual se muestran los componentes mencionados anteriormente;

Figura 41. Cimentación



Fuente: GALVEZ, Raquel. Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador

6.2 ACCESIBILIDAD

La accesibilidad que debe tener el aerogenerador por medio de la torre, es para realizar el mantenimiento de los diferentes componentes que se encuentran en la góndola. Cuando la torre del aerogenerador posee una altura mayor⁵⁰ a 30 metros se utilizan escaleras interiores y cuando la altura es menor se utilizan escaleras externas. Por esta razón, se utilizan escaleras externas que lleven a una base muy cerca a la altura del buje, en donde se pueda realizar el mantenimiento del sistema.

6.3 MATERIAL

Como su nombre lo indica el material de fabricación de la torre es acero. El tipo de acero que se plantea⁵¹ utilizar es el S355 NL, ya que las propiedades mecánicas que posee son aptas para esta aplicación. Este tiene un límite elástico de 345 MPa y un límite de rotura 470 MPa.

6.4 DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA

Como se mencionó anteriormente la estructura será troncocónica. La única dimensión conocida hasta este punto es el diámetro superior, el cual es el mismo que tiene la corona del sistema de orientación. Actualmente no existe una base en

⁵⁰ NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. España. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao. Facultad de Ingeniería nuclear y mecánica de fluidos, 2016. p.25

⁵¹ RENEWABLES. El acero en el sector eólico [diapositivas]. Madrid: Plataforma Tecnológica Española del Acero. 2.014. 19 diapositivas.

la cual los autores del proyecto puedan definir las dimensiones de la torre desde el inicio. En algunos documentos sobre estructuras se han encontrado limitaciones debido a la fabricación de láminas de acero de gran tamaño, también existen limitaciones en el transporte de la sección tubular cuando es llevado a la zona de emplazamiento; sin embargo, este tipo de limitaciones aplican para aerogeneradores de gran potencia donde su estructura tiene grandes dimensiones. Por esta razón, tomando como base aerogeneradores ya diseñados, se plantea tomar un rango de valores para las dimensiones no conocidas como el diámetro inferior de la torre y el espesor. Los rangos tomados se pueden observar en el cuadro 21;

Cuadro 21. Rangos de estudio

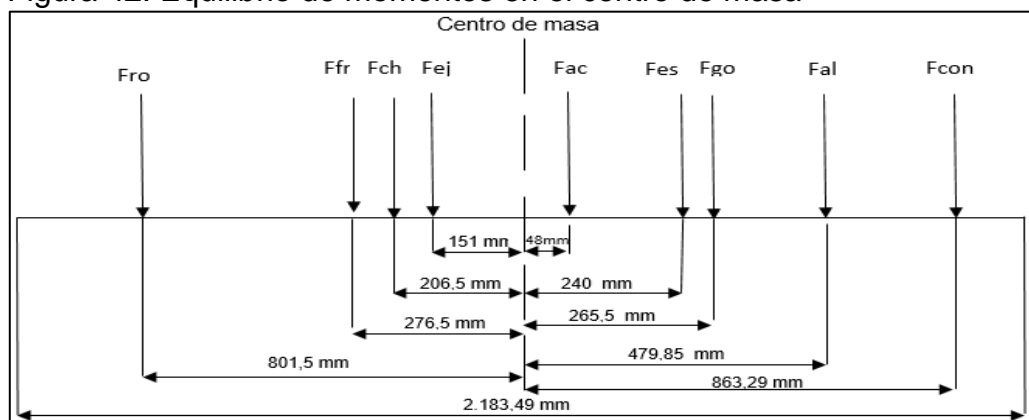
Dimensión	Rango (m)
Diámetro inferior	0,6 - 1
Espesor	0,015 - 0,040
Diámetro superior	0,434

6.5 ESTUDIO DE CARGAS

Para los cálculos y el respectivo diseño de la torre del aerogenerador es importante conocer las cargas a las cuales estará sometida la estructura. En trabajos realizados anteriormente sobre aerogeneradores se mencionan cargas cíclicas, cargas fijas, cargas turbulentas, las cargas estacionarias y cargas transitorias. El método que se utilizará para el diseño de la estructura es similar al método utilizado para el diseño de columnas empotradas en un extremo y libres en el otro.

En primera instancia antes de realizar el estudio de cargas, se comprueba el equilibrio de momentos ocasionados por los pesos de los componentes como se muestra en la figura 42, de la siguiente manera;

Figura 42. Equilibrio de momentos en el centro de masa



Momentos ubicados en el lado izquierdo;

$$\sum M_{izq} = M_{ro} + M_{fr} + M_{ch} + M_{ej}$$

Donde;

M_{ro} = Momento en el centro de masa producido por el peso del rotor

M_{fr} = Momento en el centro de masa producido por el peso del freno

M_{ch} = Momento en el centro de masa producido por el peso de la chumacera

M_{ej} = Momento en el centro de masa producido por el peso del eje

Resolviendo;

$$\sum M_{izq} = (2.782,5017 \text{ N} * 0,801 \text{ m}) + (637,65 \text{ N} * 0,276 \text{ m}) + (51,40 \text{ N} * 0,20 \text{ m}) + (178,83 \text{ N} * 0,15 \text{ m})$$

$$\sum M_{izq} = 2.444,10 \text{ N m}$$

Momentos ubicados en el lado derecho;

$$\sum M_{der} = M_{ac} + M_{go} + M_{es} + M_{al} + M_{con}$$

Donde;

M_{ac} = Momento en el centro de masa producido por el peso del acople

M_{go} = Momento en el centro de masa producido por el peso de la góndola

M_{es} = Momento en el centro de masa producido por el peso de la estructura

M_{al} = Momento en el centro de masa producido por el peso del alternador

M_{con} = Momento en el centro de masa producido por el peso del controlador

Resolviendo;

$$\sum M_{izq} = (24,52 \text{ N} * 0,048 \text{ m}) + (539,55 \text{ N} * 0,26 \text{ m}) + (2.851,76 \text{ N} * 0,23 \text{ m}) + (3.139,2 \text{ N} * 0,47 \text{ m}) + (66,70 \text{ N} * 0,86 \text{ m})$$

$$\sum M_{izq} = 2.390,84 \text{ N m}$$

El desequilibrio generado en el sistema es de 53 N m, este se debe a que el centro de masa se encuentra a una distancia muy cercana del rotor. Si se decidiera montar la torre en esta ubicación, las palas podrían chocar con la torre ya que los diámetros de esta última aumentan a medida que se acerca al suelo.

Debido a que no se conocen algunas dimensiones de la torre como el diámetro inferior y el espesor, se investigan los métodos de diseño de estructuras de aerogeneradores en la Norma Técnica Colombiana NTC 5725 que se titula: Aerogeneradores. Requisitos de diseño para aerogeneradores pequeños, en la cual en el apartado de diseño de estructura se basan en la norma ISO 2394 la cual no es de fácil consecución. De igual manera, en el apartado 6,4 de la misma dice “No se dan requisitos mínimos para terremotos para las clases normalizadas de aerogeneradores pequeños”; por tal motivo, no se utilizó el Reglamento colombiano de construcción sismo resistente NSR-10.

Por las razones sustentadas anteriormente se decide seguir la Norma Básica de Edificación Española (NBE), ya que este es el país de referencia con el tema de aerogeneradores. La norma nombra 7 ítems de estudio los cuales son: momento flector máximo, tensión máxima, desplazamiento horizontal, desplazamiento vertical, pandeo y frecuencia natural. A continuación se describirán cada uno de los ítems nombrados anteriormente.

6.5.1 Momento flector. El momento flector máximo se encuentra en el empotramiento de la torre, este se genera a partir de las fuerzas que el viento ejerce sobre el rotor (M_{rotor}) y sobre la torre (M_{torre}). El momento máximo será la sumatoria de los dos momentos mencionados anteriormente.

Como se muestra en la figura 40 existe una carga puntual aplicada sobre el rotor la cual genera el M_{rotor} , este último se determina a partir de la siguiente ecuación;

$$M_{rotor} = F_w * H$$

Donde;

$F_w = F_r$ Fuerza radial (N)

H = Altura del piso hasta la fuerza radial ejercida en el rotor (m)

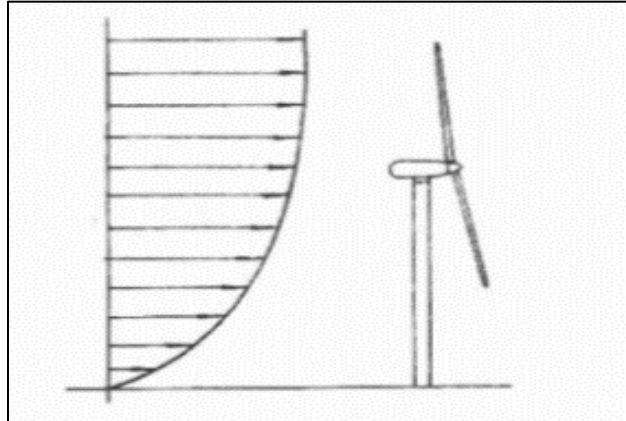
En el ítem del sistema de orientación se puede observar el cálculo de las dos cargas que afectan el rotor, una de ellas con la velocidad máxima alcanzada en la zona y la otra con la velocidad de parada. Para este caso se utiliza la carga calculada con la velocidad de parada ya que es la carga crítica que afecta el rotor y que afectaría la estructura. Resolviendo la anterior ecuación se obtiene;

$$M_{rotor} = 30.239,61 \text{ N} * 20,52 \text{ m}$$

$$M_{rotor} = 620.516,9 \text{ N m}$$

El viento ejerce una carga que no está distribuida uniformemente sobre la torre, ya que la velocidad del viento varía con la altura como se puede observar en la figura 43;

Figura 43. Carga del viento sobre el sistema



Fuente: BASTIANON, Ricardo. Energía del viento y Diseño de turbinas eólicas. 1.994. Buenos Aires Argentina

Inicialmente se plantea dividir la torre en secciones de 2 metros cada una, con el fin de hallar la fuerza puntual que se está ejerciendo sobre cada una de estas. Se toma la velocidad de 25 m/s, ya que es la velocidad en la que el sistema es más crítico, con este valor de referencia las velocidades a las distintas alturas se hallan como se mostró en el ítem 4.2. Con la siguiente fórmula se encuentra la fuerza en cada sección;

$$F(z) = 0,5 * \rho * A_{proyectada(z)} * (v_{(z)})^2 * C_t$$

Donde;

C_t = El coeficiente de empuje (1,5)⁵²

En la tabla 10, se pueden observar los datos obtenidos por secciones de 2 metros para;

Tabla 10. Fuerza del viento por secciones a la velocidad de parada

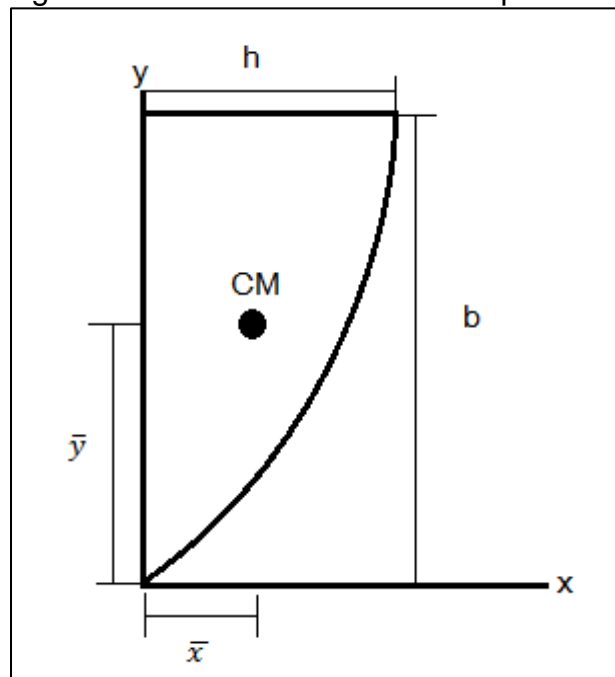
⁵² NASA, Shape effects on drag. Drag coefficient. USA: National Aeronautics and Space Administration.

Altura (m)	Velocidad (m/s)	Radio exterior(m)	Radio interior(m)	Area proyectada (m ²)	Fuerza (N)
0	0	0,3	0,2925	0	0
2	15,38	0,29	0,28	1,18	191,19
4	17,81	0,28	0,28	1,15	248,92
6	19,40	0,28	0,27	1,12	286,81
8	20,61	0,27	0,26	1,08	314,18
10	21,60	0,26	0,25	1,05	334,61
12	22,45	0,25	0,24	1,02	349,93
14	23,19	0,24	0,23	0,98	361,24
16	23,85	0,23	0,23	0,95	369,28
18	24,45	0,23	0,22	0,92	374,53
20	25,00	0,22	0,21	0,88	377,39

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la carga no es distribuida uniformemente, así que dividiendo en secciones de 2 metros sería más complejo conocer la ubicación exacta de la carga puntual complicando su procedimiento.

Debido a que la función para determinar la fuerza sobre la estructura es parabólica se debe identificar el centro de masa para una función parabólica y así obtener su respectiva ubicación. En la figura 44 se puede observar el centro de masa para una parábola;

Figura 44. Centro de masa de una parábola



El centro de masa se ubica en;

$$\bar{x} = \frac{3h}{5} \quad \bar{y} = \frac{3b}{8}$$

Para este caso solo se necesita determinar el valor de \bar{y} , debido a que esta es la altura donde se ubicara la carga puntual. Reemplazando en la ecuación se halla;

$$\bar{y} = \frac{3 * 20 \text{ m}}{8} = 7,5 \text{ m}$$

Una vez obtenida la ubicación de la carga se calcula la magnitud de esta, la cual es el área bajo la curva; es decir, la integral de la función que determina la fuerza sobre la estructura. En el libro *Guidelines for Design of Wind Turbines*, se encuentra la siguiente integral para determinar la fuerza distribuida sobre la estructura;

$$Fw(h) = \frac{1}{2} \rho \int_h^H V(z)^2 \varphi D(z) C(z) dz$$

Donde;

$V(z)$ = Velocidad del viento en función de la altura (m/s)

φ = Factor de ráfaga (0,85)

$D(z)$ = Diametro exterior de la torre en función de la altura (m)

$C(z)$ = Factor de forma (1,5)

Para este caso el factor de ráfaga es constante durante toda la altura de la torre y tiene un valor de 0,85, debido a que la estructura es rígida; de igual manera sucede con el factor de forma, este tiene un valor de 1,5. Sacando las constantes de la integral queda de la siguiente manera;

$$Fw(h) = \frac{1}{2} \rho \varphi C \int_h^H [V(z)]^2 D(z) dz$$

Para resolver la integral se debe tener en cuenta la función por la que se obtiene la velocidad a una altura determinada utilizada en el capítulo 4; sin embargo, hay que tener en cuenta que en este caso como se mencionó anteriormente, se utiliza la velocidad de parada correspondiente a 25 m/s para una altura de 20 m;. de igual manera se debe tener en cuenta la variación del diámetro exterior en función de la altura, la cual se puede observar a continuación;

$$D(z) = D_o - \frac{D_o - D_1}{L} * Z$$

Donde;

$D(z)$ = Diámetro a una altura determinada (m)

Do = Diámetro inferior (m)

$D1$ = Diámetro superior (m)

L = longitud (m)

Z = Altura a la cual se determina el diámetro $D(z)$

Reemplazando las funciones en la integral;

$$\int_0^{20} [V(z)]^2 = \int_0^{20} \frac{Vo^2}{(ho^\alpha)^2} * (Z^\alpha)^2$$

$$\int_0^{20} D(z) = \int_0^{20} Do - \frac{Do - D1}{L} * Z$$

Se resuelve la integral de la siguiente manera;

$$Fw = \int_0^{20} [V(z)]^2 * D(z) dz$$

$$Fw = \int_0^{20} \frac{Vo^2}{(ho^\alpha)^2} * Z^{2\alpha} * \left[Do - \left(\frac{Do - D1}{L} \right) * Z \right] dz$$

$$Fw = \int_0^{20} \frac{Vo^2 * Z^{2\alpha}}{ho^{2\alpha}} * Do dz - \int_0^{20} \frac{Vo^2 * Z^{2\alpha}}{ho^{2\alpha}} * \left(\frac{Do - D1}{L} \right) * Z dz$$

$$Fw = \frac{Vo^2 * Do}{ho^{2\alpha}} \int_0^{20} Z^{2\alpha} dz - \frac{Vo^2}{ho^{2\alpha}} * \left(\frac{Do - D1}{L} \right) \int_0^{20} Z^{2\alpha + 1} dz$$

Con el fin de dejar una menor cantidad de variables se igualan las constantes a $k1$ y $k2$;

$$k1 = \frac{Vo^2 * Do}{ho^{2\alpha}}$$

$$k2 = \frac{Vo^2}{ho^{2\alpha}} * \left(\frac{Do - D1}{L} \right)$$

Reemplazando los valores de las anteriores variables se puede obtener;

$$k1 = \frac{\left(25 \frac{m}{s}\right)^2 * 0,6 m}{(20 m)^{2(0,21)}} = 106,02 m/s^2$$

$$k2 = \frac{\left(25 \frac{m}{s}\right)^2}{(20 m)^{2(0,21)}} * \left(\frac{0,6 m - 0,434 m}{20 m}\right) = 1,46 m/s^2$$

Uniendo la densidad y los factores se puede calcular la carga del viento sobre la torre;

$$Fw = \frac{1}{2} * \left(0,91 \frac{kg}{m^3}\right) * 0,85 * 1,5 * \left(106,02 \frac{m}{s^2} * \frac{20m^{2(0,21)+1}}{2(0,21) + 1}\right) - \left(1,46 \frac{m}{s^2} * \frac{20 m^{2(0,21)+2}}{2(0,21) + 2}\right)$$

$$Fw = \frac{1}{2} * 0,91 \frac{kg}{m^3} * 0,85 * 1,5 * 6.985,71 \frac{m^4}{s^2}$$

$$Fw = 4.053,11 N$$

El momento flector en el empotramiento ocasionado por el viento sobre la torre es;

$$M_{torre} = 4.053,11 N * 7,5 m$$

$$M_{torre} = 30.398,27 Nm$$

Utilizando los momentos obtenidos, se calcula el momento máximo en el empotramiento, este se determina a partir de la suma de los dos momentos. El momento flector máximo es 650.915,28 N m

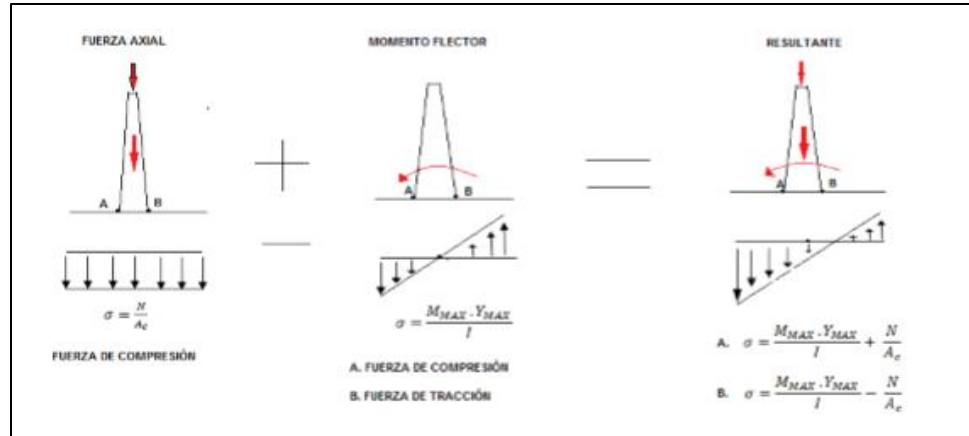
6.5.2 Tensión máxima. Como se observa en la figura 40 existe una fuerza de compresión la cual genera un esfuerzo normal en la estructura, el esfuerzo normal está dado por la siguiente expresión;

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

En la anterior ecuación se puede observar como a medida que aumenta el área transversal de la estructura el esfuerzo disminuirá. Conociendo la anterior información, se determina que la compresión máxima de la estructura del aerogenerador se presenta en el extremo libre de la torre; es decir que la probabilidad de que falle por compresión es mayor en esta área, por esta razón si

no hay alguna falla sobre esta se asegura que no existe ninguna falla en las demás secciones transversales.

Figura 45. Fuerzas y esfuerzos sobre la torre troncocónica



Fuente: NUÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador

Como se puede observar en la figura 45, sobre la torre actúan cargas axiales que generan esfuerzos normales y cargas radiales, las cuales genera un momento flector máximo en el empotramiento; por lo tanto, para determinar la tensión máxima en el sistema, se debe relacionar la compresión máxima y el momento flector máximo a partir de la siguiente ecuación;

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c}$$

Donde:

$M_{m\acute{a}x}$ = Momento máximo

$Y_{m\acute{a}x}$ = Radio inferior

I = Momento de inercia

N = Peso de todo el sistema

A_c = Área mínima de la sección trasversal

Resolviendo la ecuación anterior con los mismos parámetros con los que se resolvió el momento flector máximo se obtiene;

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{650.915,28 \text{ N m} \cdot 0,3 \text{ m}}{\frac{\pi}{64} \left((0,434 \text{ m})^4 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^4 \right)} + \frac{10.205,43 \text{ N}}{\frac{\pi}{4} \left((0,434 \text{ m})^2 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^2 \right)}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x} = 590,13 \text{ MPa}$$

Con este resultado se comprueba si habrá alguna falla respecto a tensión a la cual está sometida la estructura, utilizando la siguiente condición;

$$\sigma_{m\acute{a}x} \leq \frac{\sigma_y}{F.S}$$

Donde;

σ_y = Límite elástico del material (MPa)

$F.S$ = Factor de seguridad

Según el V Encuentro de Ingenieros de Suelos y Estructuras en el año 2.009, el valor mínimo que debe tener del factor de seguridad es de 1,5, por esta razón los autores lo toman como referencia, resolviendo;

$$590,13 \text{ MPa} \leq \frac{340 \text{ MPa}}{1,5}$$

La condición impuesta para este ítem no se cumple, por lo tanto se deben iterar en los rangos dados anteriormente para el espesor y el diámetro inferior para encontrar las dimensiones óptimas para la torre, este procedimiento se puede observar en el apartado 6.7.

6.5.3 Desplazamiento horizontal. Este es ocasionado por las fuerzas horizontales a las que está expuesta la torre y el rotor, analíticamente se pueden calcular de la siguiente manera⁵³, sin embargo en la simulación de la torre en el capítulo 7 se pueden comprobar los datos obtenidos en esta. El desplazamiento del rotor por la acción de viento se determina de la siguiente manera;

$$Desplazamiento_{rotor} = \frac{F_r * H^3}{3 * E * I}$$

Donde;

F_r = Fuerza del viento sobre el rotor (N)

H = Altura de la torre (m)

⁵³ NÚÑEZ. Op. cit., p. 46

E = Módulo elasticidad del material (Pa)

I = Momento de inercia de la torre (m^4)

Resolviendo las ecuaciones anteriores con los mismos parámetros propuestos en el ítem del momento flector;

$$Despl_{rotor} = \frac{30.239,61 \text{ N} * 20 \text{ m}}{3 * 2,1 * 10^{11} \text{ Pa} * \frac{\pi}{64} * \left((0,434 \text{ m})^4 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^4 \right)}$$

$$Despl_{rotor} = 1,68 \text{ m}$$

Para este caso en el desplazamiento del rotor, el momento de inercia utilizado es el mínimo, ya que el rotor se encuentra ubicado en la parte superior de la torre donde se ve afectado el diámetro menor de la misma.

$$Despl_{torre} = \frac{F_t * a}{6 * E * I} * (3 * L - a)$$

F_t = Fuerza del viento sobre la torre (N)

a = Distancia de La base de la torre a la carga puntual del viento sobre la torre (m)

L = Longitud de la torre (m)

Para este caso se utilizará el momento de inercia máximo, es decir, utilizando los diámetros de las base de la torre ya que se está estudiando la parte que esta empotrada. Reemplazando los valores en la ecuación se determina el desplazamiento de la torre;

$$Despl_{torre} = \frac{4.053,11 \text{ N} * 7,5 \text{ m}}{6 * 2,1 * 10^{11} \text{ Pa} * \frac{\pi}{64} * \left((0,6 \text{ m})^4 - ((0,6 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^4 \right)} * (3 * 20 \text{ m} - 7,5 \text{ m})$$

$$Despl_{torre} = 0,0020 \text{ m}$$

Como se mencionó al inicio de este ítem, el desplazamiento del sistema será la suma de los dos desplazamientos determinados anteriormente;

$$Desplazamiento \text{ total} = Despl_{rotor} + Despl_{torre}$$

Reemplazando los valores calculados anteriormente;

$$Desplazamiento \text{ total} = 1,68 \text{ m} + 0,0020 \text{ m}$$

$$Desplazamiento\ total = 1,6820\ m$$

Para una estructura, el valor de desplazamiento anteriormente determinado es un valor muy alto, ya que la torre debe ser una estructura rígida. Esta propiedad es determinada por el material seleccionado, sin embargo es posible aumentar la rigidez cambiando el espesor de pared de la torre. Para este caso se deben iterar los valores de espesor, tomando los mismos valores del ítem 6.52. Para que el desplazamiento horizontal no afecte la estructura se debe cumplir la siguiente condición⁵⁴;

$$\frac{L}{500 * Desplazamiento\ total} > 1$$

Donde;

L = longitud de la torre (m)

Reemplazando;

$$\frac{20\ m}{500 * 1,6820\ m} > 1$$

$$0,023 > 1$$

La condición no se cumple, por lo cual es necesario iterar los valores del diámetro inferior y del espesor hasta que se cumpla la condición propuesta. En el ítem 6.7 se pueden observar las diferentes dimensiones estudiadas.

6.5.4 Desplazamiento vertical. Es ocasionado por la fuerza ejercida del peso de todos los componentes sobre la torre, este se puede calcular de la siguiente manera⁵⁵;

$$V_z = \frac{N}{E * A_c} * L$$

Donde;

N = Peso de la góndola (N)

E = Módulo elasticidad (Pa)

⁵⁴GÁLVEZ, Raquel. Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador. Trabajo de grado Ingeniería Técnica Industrial: Mecánica. España. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras, 2005. P.77

⁵⁵ Ibid. p. 78

A_c = Área cortante (m^2)

L = Longitud de la torre (m)

Reemplazando los valores en la ecuación se obtiene;

$$V_z = \frac{10.205,53 \text{ N}}{2,1 * 10^{11} \text{ Pa} * \frac{\pi}{4} * \left((0,6 \text{ m})^2 - ((0,6 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^2 \right)} * 20 \text{ m}$$

Resolviendo la anterior ecuación;

$$V_z = 9,67 * 10^{-5} \text{ m}$$

El desplazamiento vertical en la estructura se debe a la compresión que ejerce el peso de la góndola. La condición propuesta por la NBE para verificar el valor de desplazamiento vertical es;

$$\frac{L}{500 * V_z} > 1$$

Reemplazando los valores se obtiene;

$$\frac{20 \text{ m}}{500 * 9,67 * 10^{-5} \text{ m}} > 1$$
$$413,65 > 1$$

La condición es similar a la que se utilizó en el desplazamiento horizontal, para este caso si se cumple la condición utilizando las mismas dimensiones de los ítems anteriores.

6.5.5 Pandeo. Para este caso el análisis de la estructura es parecido al análisis de columnas. La mayoría de las columnas tienden a fallar por pandeo. Este efecto se produce sobre miembros estructurales que son esbeltos y largos.

Aparte de los dos criterios definidos anteriormente también es importante la sección transversal de la estructura tomando como referencia el libro: Mecánica vectorial para ingenieros: Estática de Beer & Johnston, el momento de inercia que se toma es el mínimo puesto que establece: “En el caso de una columna con sección circular o cuadrada, el momento de inercia I de la sección transversal es el mismo con respecto a cualquier eje centroidal. La carga crítica debe calcularse haciendo $I = I_{\min}$ ”.

Utilizando el método de análisis de columnas por pandeo del libro Diseño de elementos de máquinas de Robert Mott. Inicialmente se determina el radio de giro

de la torre utilizando el I_{min} como se determinó en el apartado anterior, igualmente se utilizará el área mínima de la estructura. El radio de giro se determina a partir de la siguiente ecuación;

$$r = \sqrt{\frac{I_{min}}{A_{min}}}$$

El momento de inercia mínimo y el área mínima se determinan de la siguiente manera;

$$r = \sqrt{\frac{\frac{\pi}{64} * ((Dext)^4 - ((Dext - t))^4)}{\frac{\pi}{4} * ((Dext)^2 - ((Dext - t))^2)}}$$

Reemplazando las dimensiones se puede obtener el valor de radio de giro;

$$r = \sqrt{\frac{\frac{\pi}{64} * ((0,434 \text{ m})^4 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^4)}{\frac{\pi}{4} * ((0,434 \text{ m})^2 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^2)}}$$

$$r = 0,15081 \text{ m}$$

Existen dos métodos para analizar el pandeo en una columna, la selección del método de análisis se relaciona con el coeficiente de esbeltez. Este se determina a partir de la siguiente ecuación;

$$Relacion \text{ de esbeltez} = \frac{K L}{r}$$

Donde;

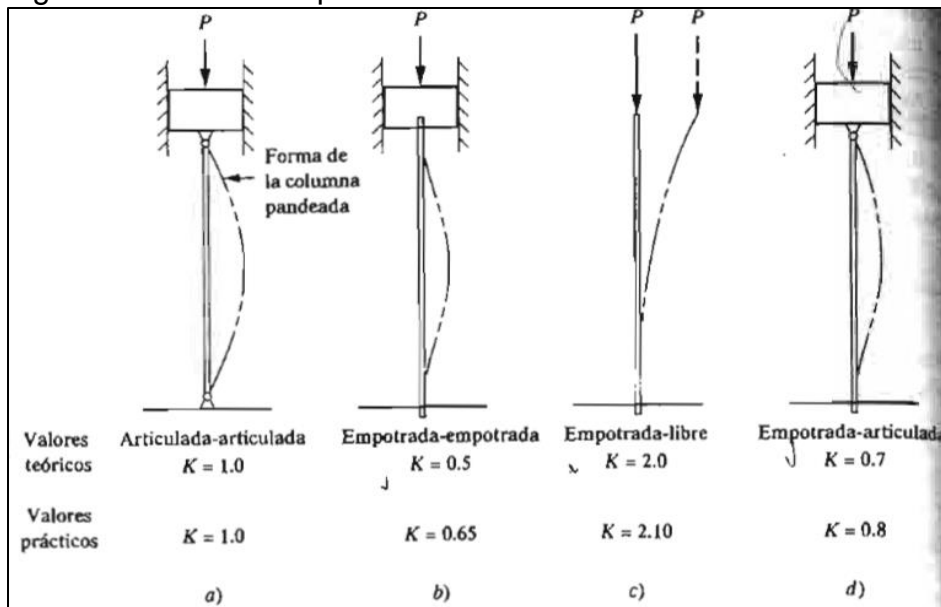
K = Valor dependiendo de los apoyos de la estructura

L = Longitud de la torre (m)

r = Radio de giro (m)

El valor de K se obtiene a partir de la figura 46;

Figura 46. Valor de K para una columna



Fuente: MOTT, Robert. Diseño de elementos de máquinas, Cuarta edición.

La torre del aerogenerador esta empotrada en la base y es libre en el extremo por lo tanto el valor de K será 2. La relación de esbeltez tiene un valor de;

$$Relacion\ de\ esbeltez = \frac{2 * 20\ m}{0,15081\ m}$$

Resolviendo;

$$Relacion\ de\ esbeltez = 265,23$$

Una vez definida la relación de esbeltez se debe comparar con el coeficiente de columna, con el fin de conocer el método usado para analizar la torre. Si la relación de esbeltez es mayor al coeficiente de columna se deberá usar la fórmula de Euler, si llega a ocurrir lo contrario se debe usar la fórmula de J.B. Johnson, el coeficiente de columna se obtiene a partir de la siguiente ecuación;

$$Ce = \sqrt{\frac{2\pi^2 E}{Sy}}$$

Donde;

E = Módulo elasticidad del material (Pa)

S_y = Limite elástico del material (Pa)

Reemplazando los valores descritos en el ítem 6.3 se obtiene;

$$C_e = \sqrt{\frac{2\pi^2 * (2,1 * 10^{11} \text{ Pa})}{345 * 10^6 \text{ Pa}}}$$

Resolviendo;

$$C_e = 109,61$$

Debido a que la relación de esbeltez es mayor al coeficiente de columna, se debe usar la fórmula de Euler para analizar la estructura. Este análisis se basa en la obtención de la carga crítica, es decir la carga a la cual fallará por pandeo la estructura, esta carga se determina de la siguiente manera;

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EA}{\left(\frac{KL}{r}\right)^2}$$

Donde;

P_{cr} = Carga crítica (N)

$\frac{KL}{r}$ = Relación de esbeltez

A = Área mínima (m^2)

Reemplazando los valores en la ecuación se obtiene;

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * (2,1 * 10^{11} \text{ Pa}) * \frac{\pi}{4} * \left((0,434 \text{ m})^2 - ((0,434 \text{ m} - 0,015 \text{ m}))^2\right)}{(265,23)^2}$$

Resolviendo;

$$P_{cr} = 296.081,71 \text{ N}$$

La estructura no fallará por pandeo si la carga axial; es decir, el peso no sobrepasa la carga crítica. En dado caso que la carga axial sobrepase la carga crítica habrá falla por pandeo en la estructura.

6.5.6 Resonancia. Es un estado de funcionamiento que se presenta en las máquinas cuando la frecuencia forzada de la máquina está en el mismo rango de la frecuencia natural de la estructura. Las frecuencias forzadas son frecuencias producidas por los movimientos de la operación de la máquina, en cambio la frecuencia natural es el efecto que se produce en la estructura de la máquina una vez se detenga el movimiento. La resonancia conduce a fallas por fatiga, ya que la torre no debe amplificar las vibraciones sino que debe actuar como un amortiguador.

La frecuencia forzada para este caso se encuentra en las palas, ya que estas producen cargas cíclicas. En el libro Energía del viento y Diseño de turbinas eólicas de Ricardo Bastianon estudian la frecuencia forzada generada por las palas a partir de la siguiente ecuación;

$$Wp = \frac{N * n_h * \pi}{30}$$

Donde;

Wp = Frecuencia angular

N = Numero de palas

n_h = Numero de RPM de las palas

El número de revoluciones por minuto nominales se determinó en el ítem 4.8, el valor es de 133 RPM, el valor mínimo de RPM es 0 y el valor máximo se determina usando la formula aplicada en el ítem 4.8 obteniendo un valor de 302 RPM. Utilizando la formula descrita anteriormente se puede determinar la frecuencia mínima, nominal y máxima de las palas;

$$W3p_{\text{mínima}} = \frac{3 * 0 \text{ RPM} * \pi}{30} = 0 \text{ rad/s}$$

$$W3p_{\text{nominal}} = \frac{3 * 133 \text{ RPM} * \pi}{30} = 41,7 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 6,65 \text{ Hz}$$

$$W3p_{\text{máximo}} = \frac{3 * 302 \text{ RPM} * \pi}{30} = 94,87 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 15,1 \text{ Hz}$$

La frecuencia generada por una pala se determina a partir de la siguiente ecuación;

$$W1p = \frac{n_h * \pi}{30}$$

Reemplazando y resolviendo la anterior ecuación;

$$W1p_{nominal} = \frac{133 \text{ RPM} * \pi}{30} = 13,9 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 2,21 \text{ Hz}$$

$$W1p_{máximo} = \frac{302 \text{ RPM} * \pi}{30} = 31,62 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 5,03 \text{ Hz}$$

Una vez obtenida la frecuencia generada por el rotor del aerogenerador y tomando como referencia la información del artículo “A study on the design and material costs of tall wind turbine towers in South Africa” publicado en el Journal of the South African Institution of Civil Engineering, se observa que la frecuencia del rotor estará en un rango de 15% por encima y 15 % por debajo de la frecuencia máxima determinada anteriormente tanto para una pala como para las tres palas.

En la figura 47 se pueden observar dos franjas de color rojo, las cuales representan la zona de operación del rotor y la zona de operación para una sola pala, además estas delimitan una franja azul, esta última es la zona en la cual debería estar la frecuencia.

En ese orden de ideas la frecuencia natural de la estructura debe estar en los siguientes rangos;

$$We > 5,78 \text{ Hz}$$

$$We < 12,83 \text{ Hz}$$

La frecuencia natural de la torre se determina a partir de la siguiente ecuación;

$$We = \frac{3,516}{L^2} * \sqrt{\frac{EI}{m}}$$

Donde;

L = Longitud de la torre (m)

E = Modulo elasticidad (Pa)

I = Momento de Inercia (m^4)

m = Masa por unidad de longitud (kg/m)

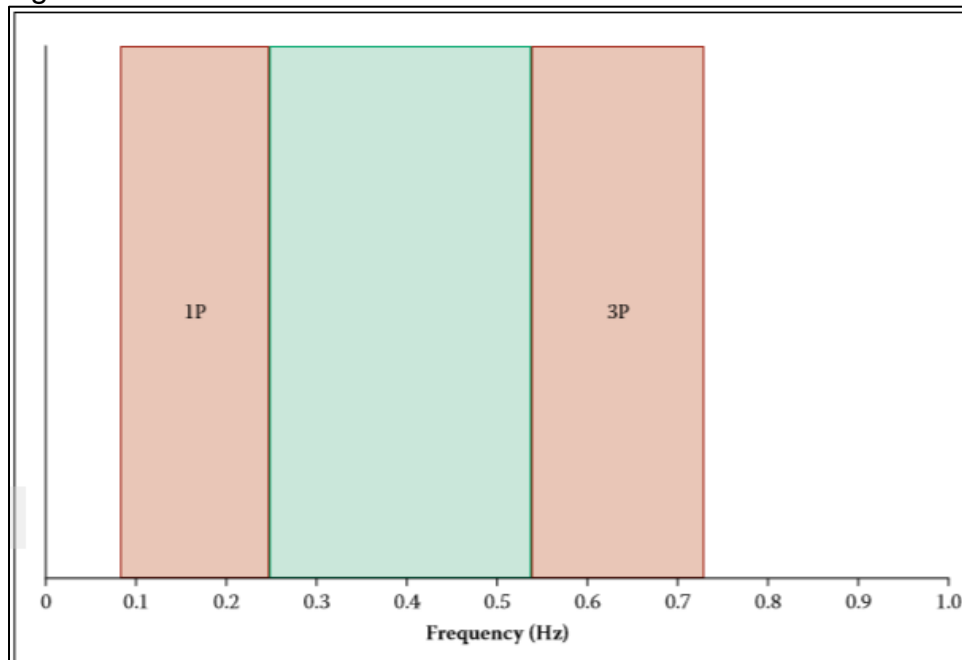
Resolviendo;

$$We = \frac{3,516}{(20m)^2} * \sqrt{\frac{(2,1 * 10^{11} Pa) * (0,00022 m^4)}{\frac{3.714,02 kg}{20 m}}}$$

$$We = 4,46 Hz$$

El resultado de la frecuencia natural de la estructura no está dentro de los rangos establecidos, por lo tanto existe resonancia en el sistema lo que podría causar fatiga en la estructura.

Figura 47. Grafica de zona de frecuencia natural de la torre



Fuente: WAY Andrew, VAN ZIJL Gideon. A study on the design and material costs of tall wind turbine towers in South Africa, 2.015.

6.7 SELECCIÓN DE LAS DIMENSIONES

Al inicio del presente capítulo se pueden observar las condiciones que debe cumplir la estructura y las dimensiones inicialmente establecidas, las cuales no cumplen a cabalidad lo propuesto, por lo tanto se debe seguir iterando hasta los límites establecidos para encontrar las dimensiones óptimas.

Cuadro 22. Resultados para las dimensiones iniciales

Dsuperior = 0,434 m Dinferior = 0,6 m Espesor = 0,015 m		
Ítem	Valores	Condición
Tensión maxima	590,13 Mpa	No
Desplazamiento horizontal	1,68 m	No
Desplazamiento vertical	$9,67 \times 10^{-5}$ m	Si
Pandeo	296.081,71 kN	Si
Frecuencia Natural	4,46 Hz	Si

Después de iterar hasta el valor máximo definido en el ítem 6.4 no se alcanza a cumplir con todas las condiciones propuestas como se puede notar en el cuadro 23, esto se debe a que el diámetro superior el cual es el mínimo es utilizado en la gran mayoría de los cálculos ya que este extremo es uno de los puntos más críticos de la estructura.

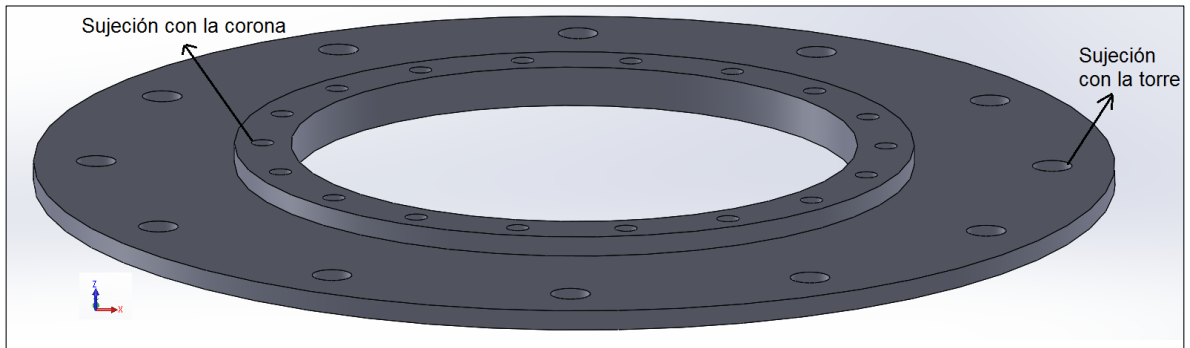
Cuadro 23. Resultados para las dimensiones máximas

Dsuperior = 0,434 m Dinferior = 1 m Espesor = 0,040 m		
Ítem	Valores	Condición
Tensión maxima	241,44 Mpa	No
Desplazamiento horizontal	0,68 m	No
Desplazamiento vertical	$3,73 \times 10^{-5}$ m	Si
Pandeo	723.606,28 kN	Si
Frecuencia Natural	3,68 Hz	Si

En el anterior cuadro la única condición que no se cumple es la del desplazamiento horizontal y esta se debe a la relación que hay entre el diámetro superior y los valores de Inercia y Área; es decir, para cumplir satisfactoriamente las cinco condiciones se debe aumentar el diámetro superior.

En ese orden de ideas, los autores del proyecto deciden diseñar una forma de sujeción de tal manera que la torre no esté sujeta directamente a la corona sino que estas dos últimas se sujeten por medio de una unión pernada. Esta unión es de acero A36 con un espesor de 1 in, consta de un diámetro interior de 14,23 in y uno exterior de 27,17 in. En la imagen 26 se puede observar esta placa;

Imagen 27. Placa unión entre la corona y la torre



Cuadro 24. Dimensiones optimas de la estructura

Dsuperior = 0,650 m Dinferior = 1 m Espesor = 0,040 m		
Ítem	Valores	Condición
Tensión máxima	102,84 Mpa	Si
Desplazamiento horizontal	0,19 m	Si
Desplazamiento vertical	$2,45 \times 10^{-5}$ m	Si
Pandeo	2.546,52 kN	Si
Frecuencia Natural	6,41 Hz	Si

6.8 SUJECIÓN DE LA ESTRUCTURA

El fabricante de acero S355 NL laminado es Accermittal. Las dimensiones máximas trabajadas por esta empresa son apropiadas para los diámetros y espesores seleccionados en el cuadro 23. Para mayor información se puede observar el anexo Q.

El diseño de la estructura de aerogeneradores se basa en el número de virolas que puede tener la torre, cada sección está compuesta por un número de virolas tubulares de diferentes diámetros que se unen mediante soldadura de arco sumergido. Gamesa una de las principales empresas del sector eólico recomienda un máximo de 29 metros de altura para una sección. Las secciones se componen de 4 a 12 virolas y la unión entre secciones se hace mediante bridas, las cuales se sujetan mediante pernos entre extremo y extremo, estas bridas son soldadas a los extremos de las virolas. Sin embargo, es posible utilizar menos de cuatro virolas por cada sección con el fin disminuir el número de tramos, evitando nuevos concentradores de esfuerzos en las uniones soldadas.

Para este caso y tomando como base el anexo P donde se encuentran las dimensiones para las chapas de acero S355 NL, se plantea diseñar 2 secciones: la primera sección compuesta por tres virolas de 4 metros cada una y la segunda de dos virolas también de 4 metros de altura. En los siguientes cuadros se puede observar las especificaciones de cada sección;

Cuadro 25. Especificaciones de la sección 1

Número de virolas	Diámetro inferior(m)	Diámetro superior (m)	Espesor (m)	Altura a nivel del suelo (m)
1	1	0,93	0,04	4
2	0,93	0,86	0,04	8
3	0,86	0,79	0,04	12

Cuadro 26. Especificaciones de la sección 2

Número de virolas	Diámetro inferior(m)	Diámetro superior (m)	Espesor (m)	Altura a nivel del suelo (m)
1	0,79	0,72	0,04	16
2	0,72	0,65	0,04	20

6.8.1 Unión soldada. Como se mencionó anteriormente la soldadura entre tramos para armar las secciones se da por arco sumergido. Siguiendo el procedimiento general para diseñar uniones soldadas del libro Diseño de Elementos de Máquinas de Mott. Como en el ítem 4.9.1, hay que tener en cuenta que para este caso a diferencia de dicho ítem solo se tienen en cuenta las fuerzas flexionante y cortante con el fin de calcular el tamaño del chaflán óptimo.

El electrodo utilizado para este caso es el E-70 el cual es especial para la unión de edificaciones y estructuras. Con la anterior información se obtiene un tamaño de chaflán de 0,36 in, normalizando este tamaño en base al espesor de la chapa se plantea utilizar 3/8 in como se muestra en la siguiente figura;

Figura 48. Tamaño de chaflán respecto a espesor

Espesor de la placa (pulg)	Tamaño máximo del lado, para soldaduras de chaflán (pulg)
$\leq 1/2$	3/16
$> 1/2 - 3/4$	1/4
$> 3/4 - 1\frac{1}{2}$	5/16
$> 1\frac{1}{2} - 2\frac{1}{2}$	3/8
$> 2\frac{1}{2} - 6$	1/2
> 6	5/8

Fuente: MOTT, Robert. Diseño de elementos de máquinas, Cuarta edición.

6.8.2 Sujeción por bridas. Para este caso se tienen dos sujeciones por medio de bridas, donde una de ellas es utilizada para la unión de las dos secciones y la otra es utilizada para la unión entre la cimentación y la torre. Para garantizar que la torre quede completamente plana en sus uniones, se utilizará un empaque de neopreno que también ayuda a prevenir la humedad provocada por las condiciones ambientales.

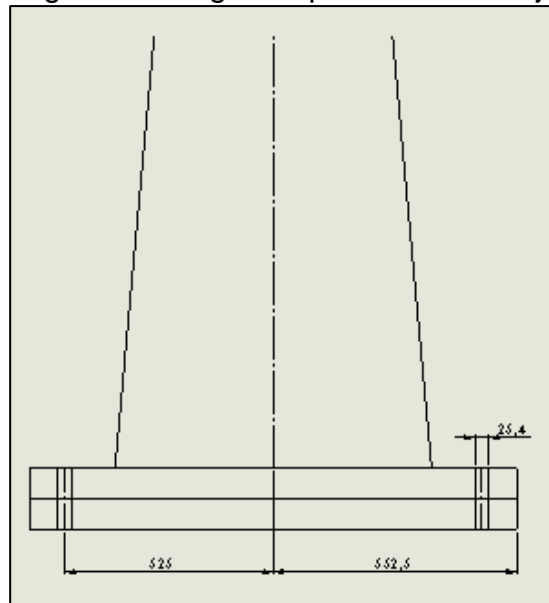
Las dimensiones de las bridas mencionadas anteriormente se muestran en el cuadro 27;

Cuadro 27. Bidas de sujeción entre secciones

	Material	Diámetro
Brida a la cimentación	Acero calmado	1.105 m
Brida en secciones	Acero calmado	0,92 m

6.8.3 Unión pernada. Los pernos utilizados en la cimentación son pernos de anclaje⁵⁶, la selección de estos se realiza teniendo en cuenta la siguiente figura 49;

Figura 49. Diagrama pernos de anclaje



⁵⁶PÁEZ, Juliana. SÁNCHEZ, Juan. Diseño de una máquina giratoria de tanques para la soldadura de sus hemisferios. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016. p. 115

De acuerdo a la anterior figura y utilizando la siguiente ecuación se calcula el esfuerzo de tensión a los que se someten los pernos;

$$\sigma = \frac{M - N * d_c}{n * \pi \left(\frac{\phi}{2}\right)^2 * (d_t + d_c)}$$

Donde;

M = Momento de la torre

N = Peso del aerogenerador

d_c = Distancia del centro de la torre al centro del perno

n = Número de pernos

ϕ = Diámetro del perno

d_t = Distancia del centro de la torre al extremo del apoyo

Reemplazando;

$$\sigma = \frac{650.915,28 \text{ N m} - (16.527,73 \text{ kg} * 9,82 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 0,5525 \text{ m})}{18 * \pi \left(\frac{0,0254 \text{ m}}{2}\right)^2 * (0,525 \text{ m} + 0,5525 \text{ m})}$$

$$\sigma = 57.118.223,42 \text{ Pa}$$

Se calcula la fuerza a tensión a la cual se somete cada perno, a partir de la siguiente ecuación;

$$FPa = \sigma * \pi \left(\frac{\phi}{2}\right)^2$$

$$FPa = 57.118.223,42 \text{ Pa} * \pi \left(\frac{0,0254 \text{ m}}{2}\right)^2$$

$$FPa = 28.942,23 \text{ N}$$

Con esta fuerza y utilizando el catálogo de pernos de anclaje de la empresa HILTI, se selecciona un perno de anclaje con la siguiente designación Kwik Bolt 3 (KB3), para mayor información véase el anexo R.

Los pernos ubicados entre sección y sección están sometidos a una fuerza de tensión y cortante. La tensión sufrida por el perno se debe a la fuerza del viento sobre el rotor y sobre la torre, en cambio el cortante solo se debe a la carga del viento sobre la torre.

Para el cálculo de la fuerza a tensión se utiliza el momento flector máximo calculado en el capítulo 4, de la siguiente manera;

$$F = \frac{M}{d}$$

El valor de la distancia es el diámetro de la brida, ya que esta es la que debe soportar las cargas, reemplazando;

$$F = \frac{650.915,28 \text{ N m}}{0,920 \text{ m}} = 158.668,35 \text{ N}$$

Para hallar la fuerza que debe soportar cada perno, se plantea el uso de 24 pernos⁵⁷ de 1 pulgada de diámetro;

$$Fp = \frac{F}{N_{\text{pernos}}}$$

Reemplazando;

$$Fp = \frac{158.668,35 \text{ N}}{24} = 29.479,86 \text{ N} \approx 6.611,18 \text{ lbf}$$

Con el valor de la fuerza que debe soportar cada perno, se halla el esfuerzo del mismo, para esto es necesario usar el sistema inglés;

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Resolviendo;

$$\tau = \frac{6.611,18 \text{ lbf}}{\pi * (0,5 \text{ in})^2}$$

$$\tau = 8.417,61 \text{ psi}$$

⁵⁷ SHIGLEY. Op. cit., p. 210

Una vez conocido el esfuerzo de tensión de cada tornillo y utilizando la ecuación de factor de seguridad se selecciona el material que soporte las cargas, de la siguiente manera;

$$n = \frac{\tau_y}{\tau_{perm}}$$

Donde;

σ_y = Límite de fluencia del material a un esfuerzo de tensión

El factor de seguridad recomendado por diferentes autores es 2, reemplazando y despejando de la anterior ecuación;

$$\tau_y = 2 * 8.417,61 \text{ psi}$$

$$\sigma_y = 16.835,23 \text{ psi}$$

Encontrando este valor con el límite de fluencia a tensión;

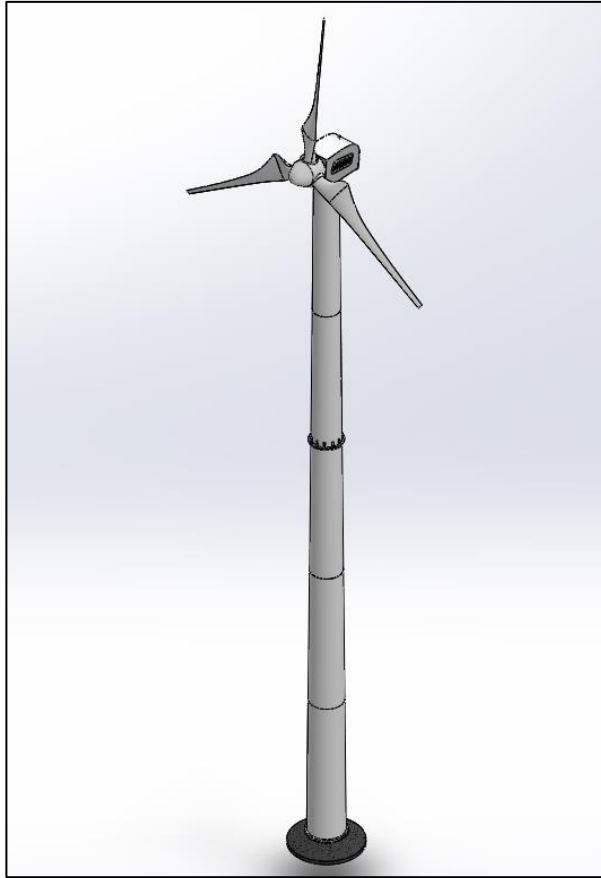
$$\sigma_y = \frac{16.835,23 \text{ psi}}{0,577} = 29.177,18 \text{ psi}$$

Realizando el procedimiento para la fuerza ejercida a tensión se obtiene un valor de 16.835,23 psi, sumando estos dos últimos se obtiene un valor de límite de fluencia de 46,44 kpsi. Observando las tablas de especificaciones ASTM anteriormente nombradas se selecciona un material de acero de medio carbono, T y R, con un número de grado A325, tipo 1.

6.9 MONTAJE AEROGENERADOR

De acuerdo al diseño realizado y sustentado en los anteriores capítulos en la imagen 28 se muestra como queda el aerogenerador;

Imagen 28. Aerogenerador vista isométrica



En la imagen 29 y 30 se puede observar el montaje del aerogenerador con las escaleras exteriores que permiten el acceso a la góndola. Este último componente se fabrica mediante perfiles tubulares, el diseño mostrado a continuación es realizado por los autores tomando como referencia escaleras diseñadas para tanques de gran magnitud;

Imagen 29.Montaje aerogenerador

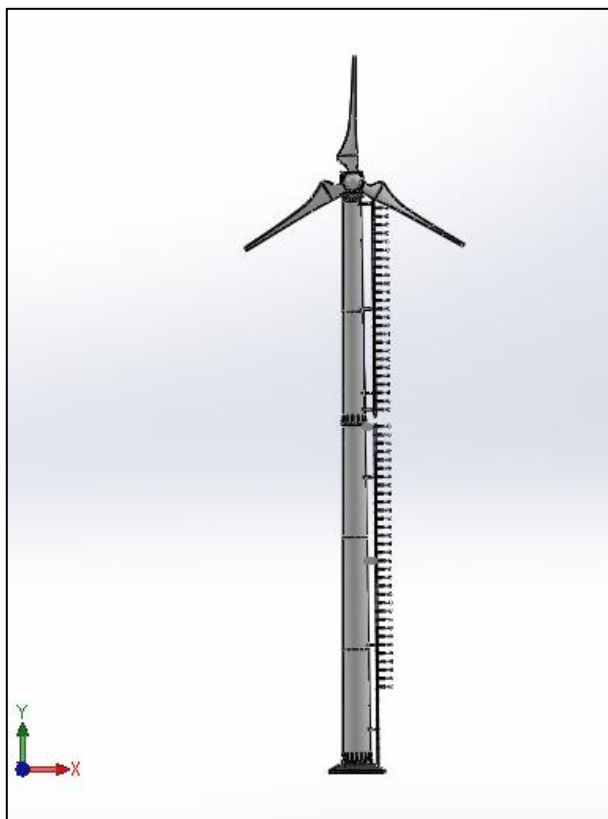
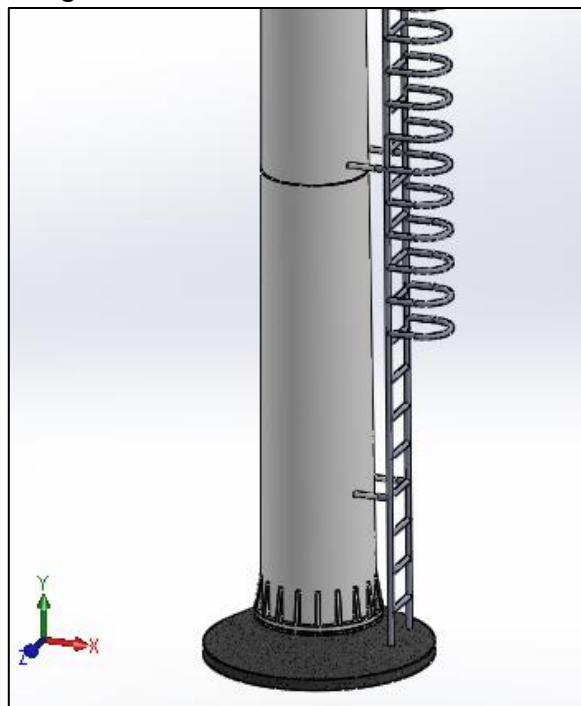


Imagen 30. Escalera de acceso



6.10 ESPECIFICACIONES AEROGENERADOR

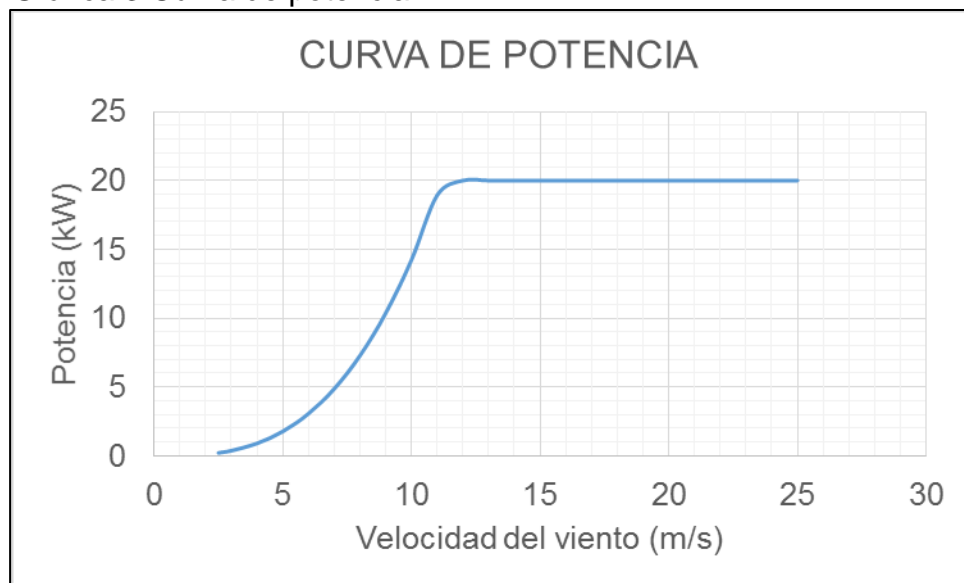
El aerogenerador diseñado en el presente proyecto cuenta con las siguientes especificaciones;

Cuadro 28.Especificaciones aerogenerador

Especificaciones		
Rotor	Diámetro	9,5 m
	Área de barrido	70,88 m ²
	Velocidad de giro	133 RPM
Palas	Número de palas	3
	Longitud	4,275 m
	Material	Fibra de vidrio reforzada con poliéster
	Perfil	FX 63 137B
Torre	Tipo	Tubular de acero
	Geometría	Tronco-coníca
	Altura	20 m
Alternador	Tipo	Imanes permanentes PMG
	Potencia nominal	20 kW
	Voltaje	160 v
	Frecuencia	60 Hz
Velocidad de arranque		2,5 m/s
Velocidad de parada		25 m/s

La curva de potencia para el aerogenerador diseñado se puede observar en la gráfica 3;

Gráfica 3. Curva de potencia



7. SIMULACIÓN POR MEDIO DEL MEF

En este capítulo se va realizar el análisis por medio del método los elementos finitos de los componentes mecánicos más críticos del sistema, y de esta manera verificar los cálculos elaborados analíticamente en capítulos anteriores.

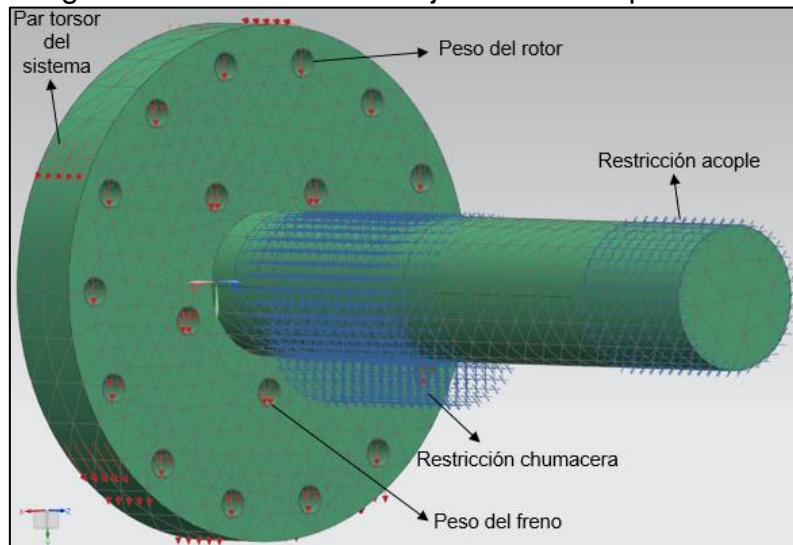
7.1 SIMULACIÓN DEL EJE

Como se mencionó en el apartado 4.8 el material planteado para el eje es AISI 1045, sus propiedades son descritas en dicho apartado. Para llevar a cabo la simulación del eje, se tienen en cuenta las cargas y torques a los que se somete.

El análisis por elementos finitos se lleva a cabo en las dos situaciones más críticas que pueden ocurrir en el sistema afectando al eje, las cuales son el arranque y cuando se detiene el mismo, en estas dos situaciones están presentes las mismas cargas y el par torsor del sistema, la diferencia se presenta en las restricciones a lo largo del eje. Como se muestra en las imágenes 28 y 31, la carga generada por el peso del rotor tiene un valor de 2.782,5 N y del peso del freno 637,65 N, el torque de frenado cuando el sistema está a su máxima velocidad tiene un valor de 1.442,32 Nm, sin embargo la capacidad de este es de 2.884,65 N, por último el par torsor presente en todo el eje tiene un valor de 1.442,32 N m, este es el valor máximo que se puede alcanzar.

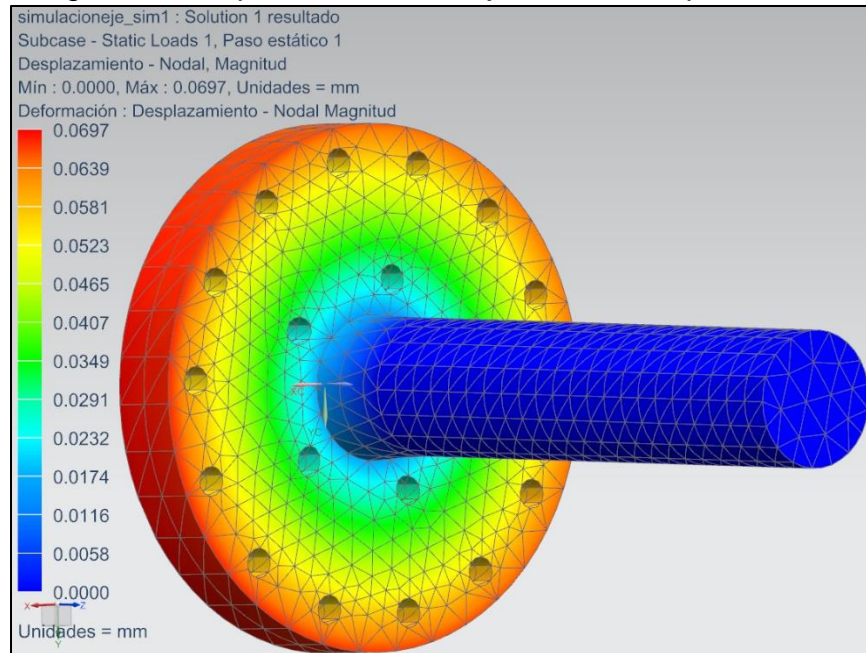
La primera situación como se mencionó anteriormente se presenta en el arranque del sistema, este es generado por el movimiento de las palas provocando un par torsor sobre todo el eje, el cual debe superar la inercia presente en el acople y el alternador, por esta razón en la simulación se asumirá una restricción fija es decir que no permite su movimiento, como se muestra en la siguiente imagen;

Imagen 31. Condiciones del eje en el arranque



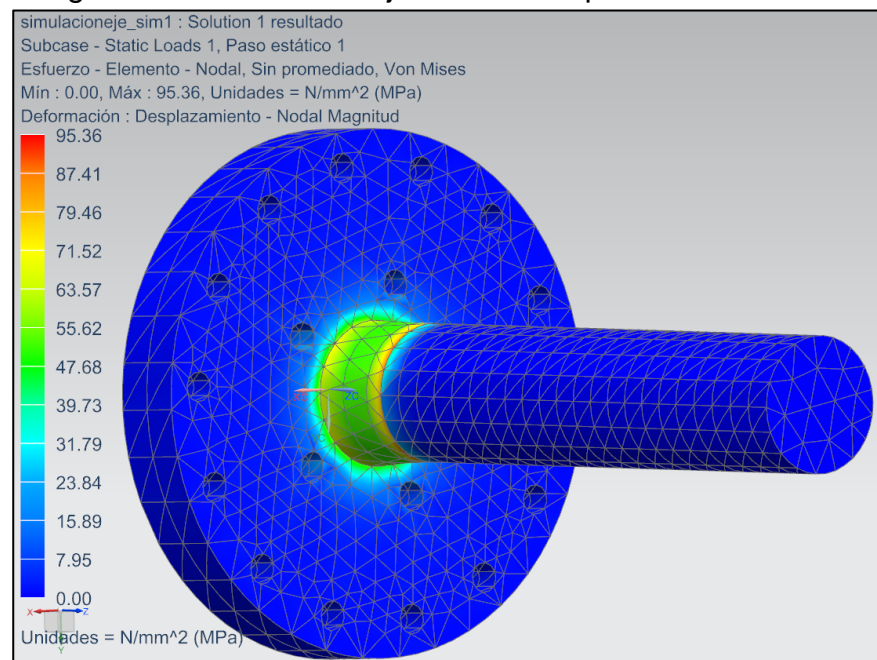
El desplazamiento máximo ocasionado en el eje es de 0,0697 mm, este se presenta en el disco, como se muestra en la imagen;

Imagen 32. Desplazamiento del eje en el arranque



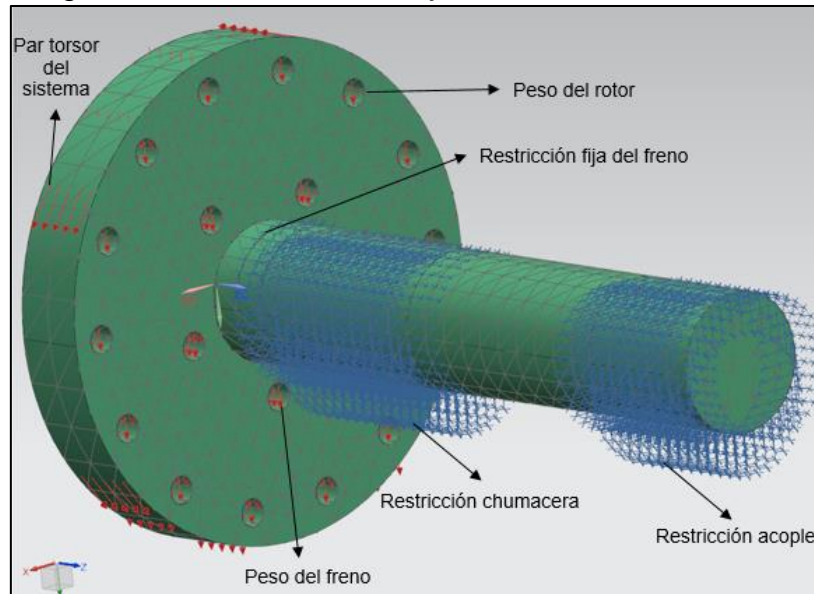
El esfuerzo máximo que se presenta en el eje con esta situación es 95,36 MPa, se ubica entre el disco y chumacera como se muestra en la siguiente imagen;

Imagen 33. Esfuerzo del eje en el arranque



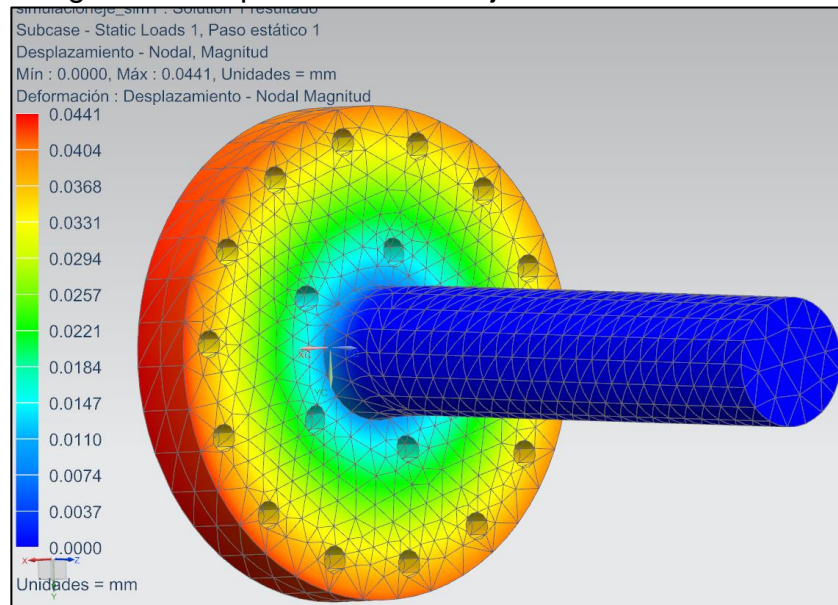
La segunda situación como se mencionó anteriormente se presenta cuando se aplica el torque de frenado, por esta razón en la simulación se asumirá una restricción fija es decir que no permite su movimiento en donde está ubicado el disco de freno, como se muestra en la siguiente imagen;

Imagen 34. Condiciones del eje en el freno



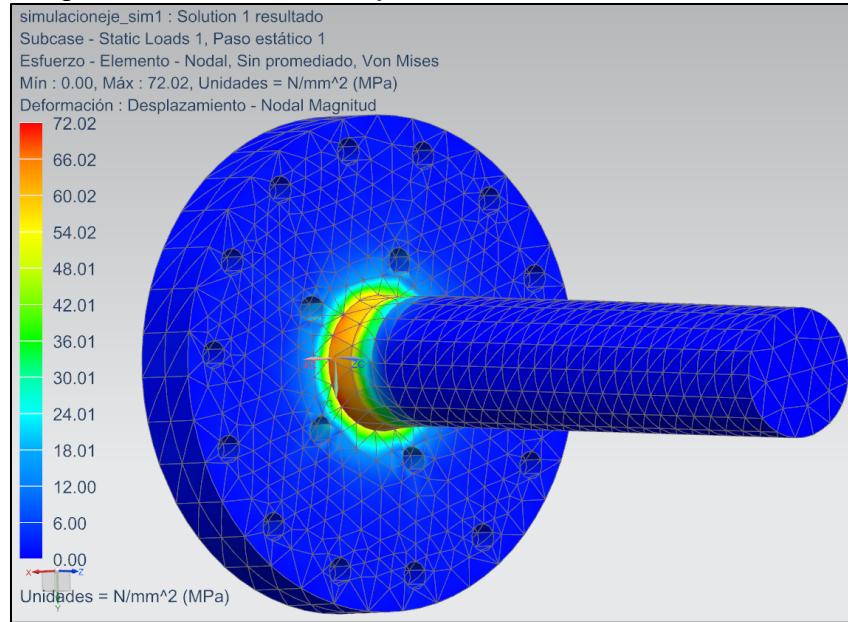
El desplazamiento máximo ocasionado en el eje es de 0,044 mm, este se presenta de igual manera que en la primera situación en el disco, como se muestra en la siguiente imagen;

Imagen 35. Desplazamiento del eje en el frenado



El esfuerzo máximo que se presenta en el eje con esta situación es 95,36 MPa, se ubica entre el disco y chumacera como se muestra en la siguiente imagen;

Imagen 36. Esfuerzo del eje en el frenado



La simulación por elementos finitos muestra que las cargas y los torques a los que está sometido el eje generan un desplazamiento y esfuerzo máximo en la primera situación, es decir en el arranque del sistema. El desplazamiento máximo ubicado en el disco se debe a que el peso del rotor se encuentra en este, además que se presenta el inicio del torque en el eje con el fin de transmitirlo al alternador. El esfuerzo máximo se encuentra en la unión soldada del disco debido a la disminución de diámetro, además que en esta sección se concentran las fuerzas ejercidas por el peso del rotor al lado izquierdo y en el lado derecho la restricción que se comporta al mismo tiempo como apoyo para las fuerzas nombradas anteriormente como se puede observar en el imagen 36.

Para comprobar la resistencia que posee el eje respecto al material asignado frente a las cargas y los torques que es sometido se determina el factor de seguridad de la siguiente manera;

$$F.S = \frac{540 \text{ MPa}}{95,36 \text{ MPa}} = 5,6$$

Con un factor de seguridad de 5,6 la probabilidad de que exista una falla en eje es mínima, es así que para ahorrar costos en la fabricación se podría disminuir el diámetro del eje a 2 pulgadas.

7.2 SIMULACIÓN DEL BASTIDOR

Como se mencionó anteriormente, el material que es utilizado en el bastidor es acero estructural A36⁵⁸, a continuación se muestran las propiedades del material;

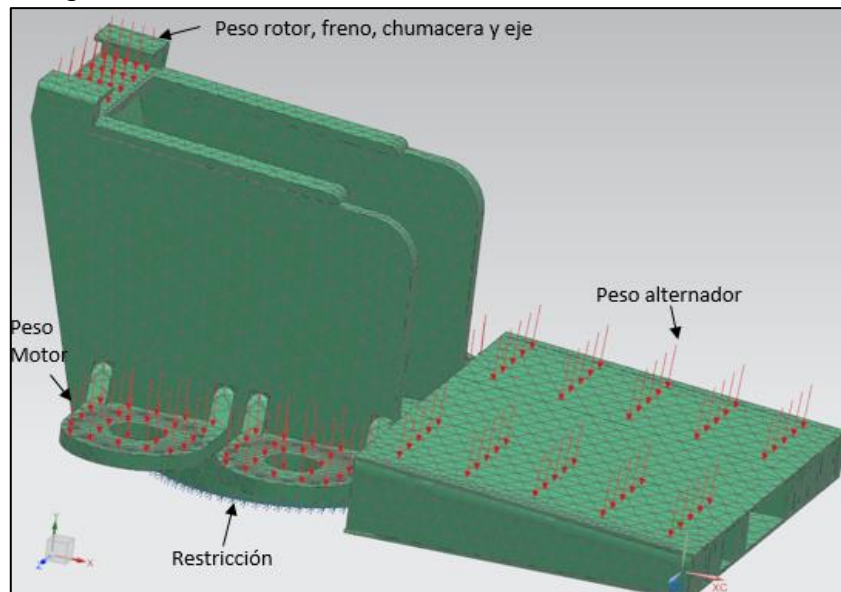
Cuadro 29. Propiedades del Acero A36

Densidad	7,85 g/cc
Límite elástico	250 MPa
Tensión de rotura	550 MPa
Módulo de Elasticidad	200 GPa
Coefficiente de Poisson	0,260

Las cargas a las que está sometido el bastidor se muestran en la imagen 37, donde el peso del rotor, freno, chumacera y eje tienen un valor de 4.215 N, el peso de cada motor es de 200 N y el peso del alternador se divide en dos, ya que es en dos secciones es donde ocurre esta carga con un valor de 1.570 N cada una, la restricción es fija en parte circular inferior, puesto que esta recibe toda la carga del sistema.

Cabe resaltar que en la parte inferior donde está ubicado el alternador se encuentra la góndola sirviendo como carcasa de protección al medio ambiente y no como soporte. Con estos valores de cargas, propiedades del material y ubicación de restricciones se procede a realizar la simulación del elemento.

Imagen 37. Fuerzas sobre chasis



⁵⁸ MATWEB. Your Source for Materials Information Disponible en: http://amet-me.mnsu.edu/userfilesshared/DATA_ACQUISITION/mts/met277/9_13-12/MaterialData_14015-A36HotRolled.pdf

El desplazamiento máximo como se muestra en la siguiente imagen tiene un valor de 0,047 mm, se encuentra en la placa dónde está apoyado el alternador, esto se debe a que en esta parte del bastidor no hay algún componente que sirva como soporte; no obstante, no es necesaria la utilización de este, ya que el desplazamiento máximo es despreciable en el sistema;

Imagen 38. Desplazamiento máximo en el bastidor

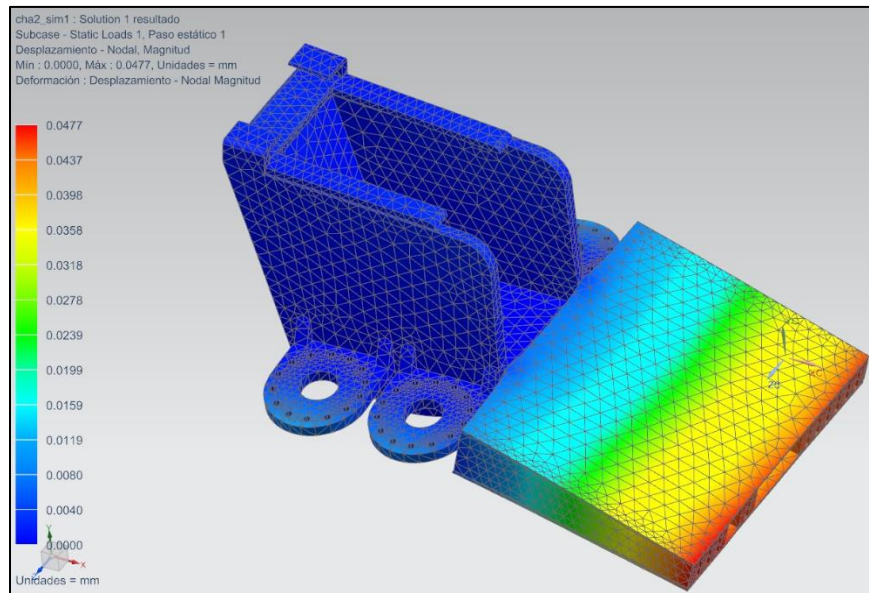
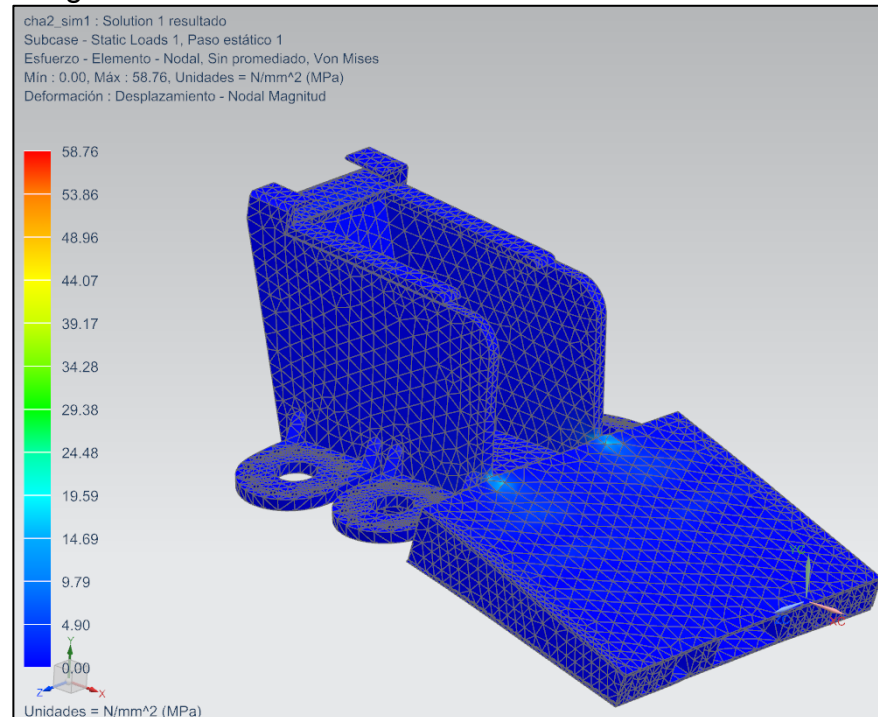


Imagen 39. Esfuerzo elemento nodal



Del análisis por medio de elementos finitos se obtuvo un valor máximo de tensión de 58,76 MPa, el cual está ubicado entre la placa de soporte del alternador y las dos placas paralelas, este se ocasiona por el peso del alternador intentando dividir el bastidor. Para comprobar la resistencia que posee el bastidor con el material asignado frente a las cargas que es sometido se determina el factor de seguridad de la siguiente manera;

$$F.S = \frac{250 \text{ MPa}}{58,76 \text{ MPa}} = 4,25$$

7.3 SIMULACIÓN PLACA DE UNIÓN

Como se sustentó en el capítulo 6, la sujeción de la corona con la torre se realiza por medio de una placa de acero A36. La fuerza presente en esta placa es el peso de todo el sistema el cual tiene un valor de 11.244,40 N (valor obtenido de la suma del peso del rotor, góndola y componentes del cuadro 15, más el peso de la corona giratoria y de los motores del sistema de orientación), como se muestra en la imagen 40. El área transversal que recibe toda esta carga posee una restricción fija, y tiene iguales dimensiones que el diámetro menor de la torre, como se muestra en la imagen 41;

Imagen 40. Carga sobre la placa

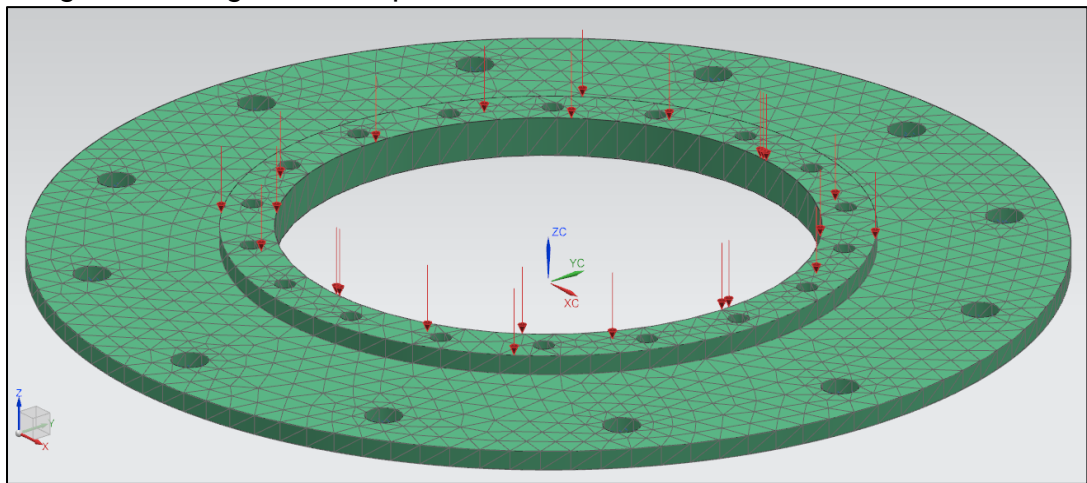
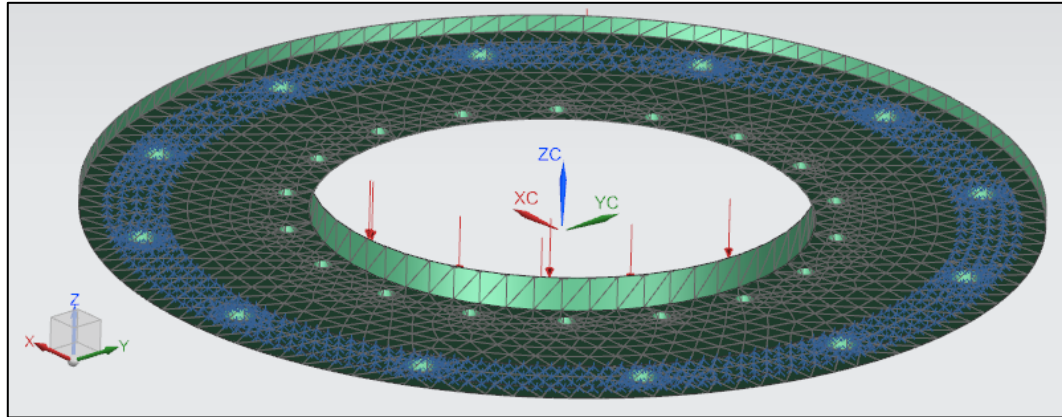
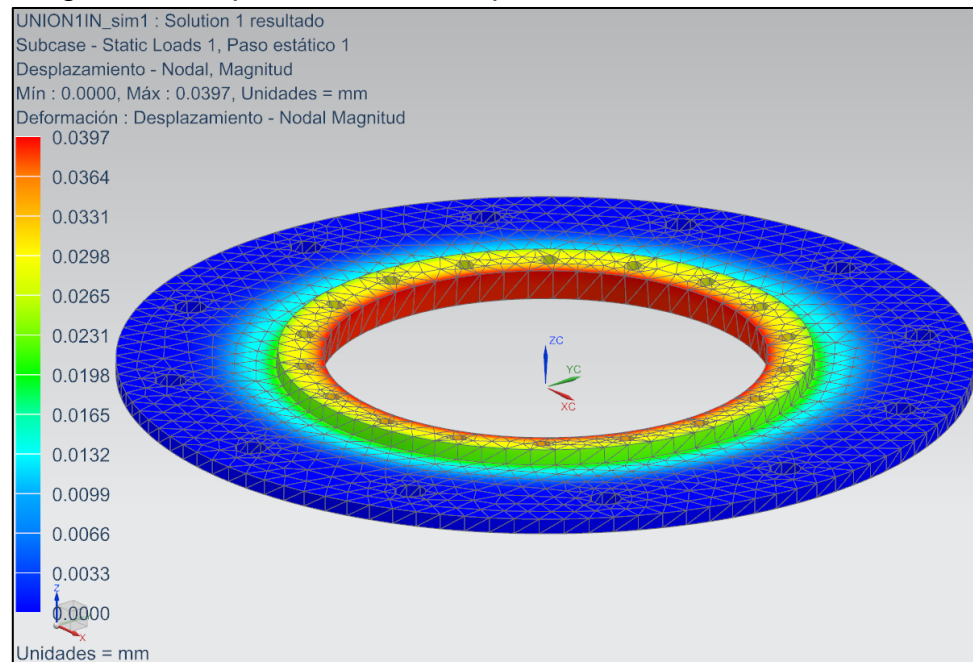


Imagen 41. Restricción en la placa



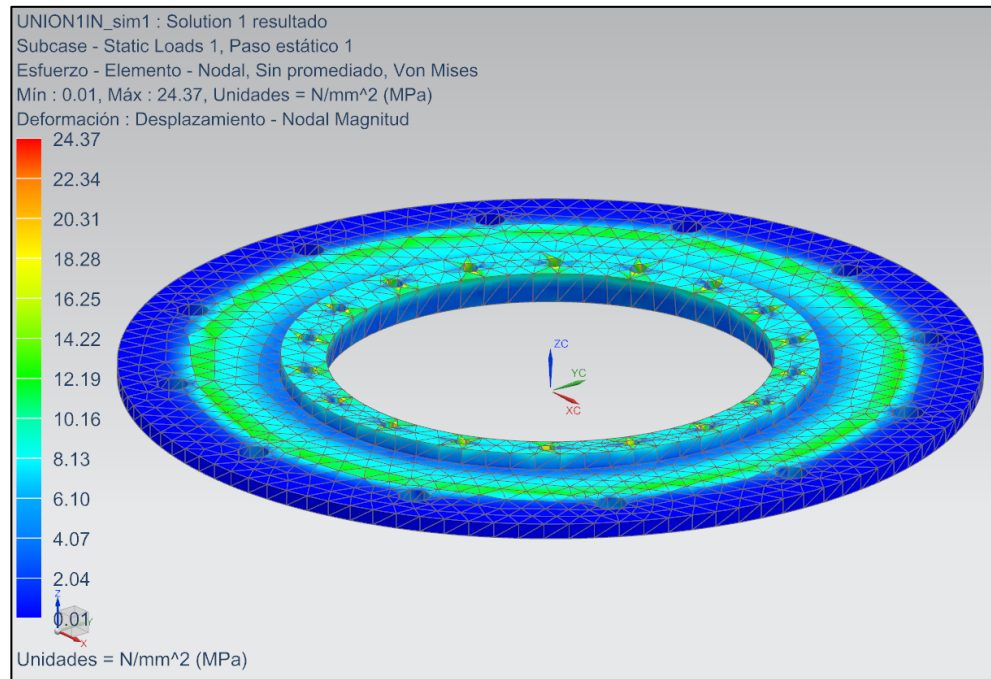
El desplazamiento máximo de la placa tiene un valor de 0,039 mm, está ubicado al inicio del agujero donde se encuentra el menor diámetro, como se muestra en la imagen 42. Esto se presenta debido a que el peso del sistema intenta expandir el área donde está apoyado y el material al estar sin algún impedimento para expandirse hacia la dirección del agujero permite el desplazamiento.

Imagen 42. Desplazamiento en la placa de unión



El esfuerzo máximo en la placa como se muestra en la imagen 43 obtuvo un valor de 24,37 MPa, se encuentra en su restricción y en los agujeros donde se aplica su carga;

Imagen 43. Esfuerzos en la placa de unión



Para comprobar la resistencia que posee la placa con el material asignado frente a las cargas que es sometido se determina el factor de seguridad de la siguiente manera;

$$F.S = \frac{250 \text{ MPa}}{24,37 \text{ MPa}} = 10,2$$

El espesor de la placa puede disminuirse a ½ pulgada, con el fin de disminuir costos en la fabricación del mismo, de igual manera puede buscar un acero estructural con menor resistencia fabricado en caliente.

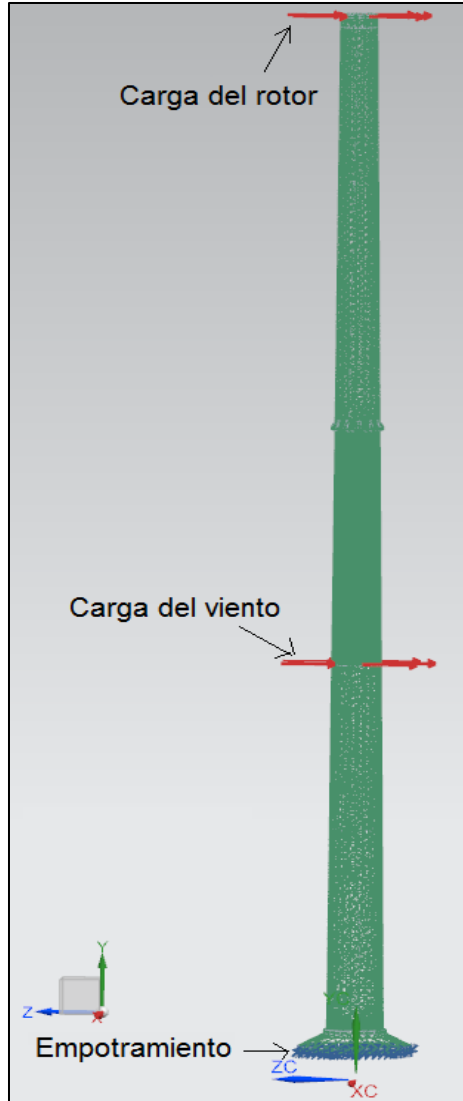
7.4 SIMULACIÓN DE LA TORRE

Respecto a los cálculos obtenidos en el capítulo 6, se comprobaran sus resultados por medio del software NX. Como se ha descrito anteriormente la carga que ejerce el viento sobre la torre no es uniforme y tiene una forma parabólica, para hallar esta es necesario resolver la integral descrita en dicho capítulo, debido a la complejidad de involucrar las variables en el software los autores deciden utilizar la carga obtenida de la integral y ubicarla en la distancia obtenida por la relación geométrica de una parábola también hallada anteriormente.

La carga ejercida por el rotor está ubicada a 520 mm del final de la torre, por esta razón se realiza un alargamiento de esta para la ubicación de la carga,

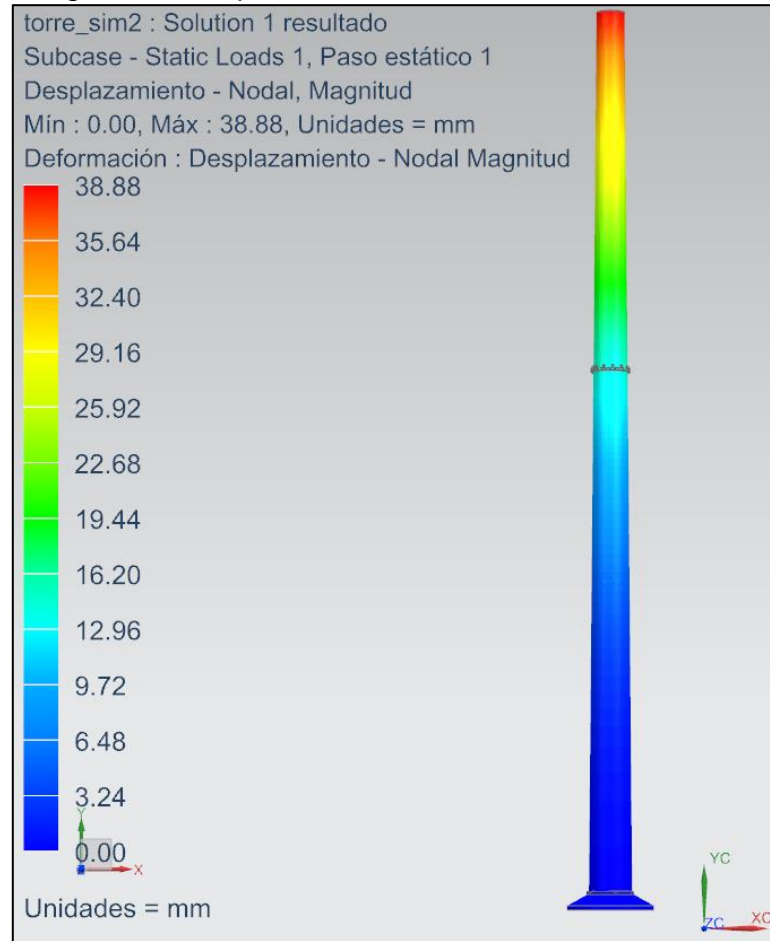
adicionalmente, la torre posee un empotramiento en su parte inferior, la cual es una restricción fija como se muestra en la imagen 44;

Imagen 44. Cargas sobre la torre



El desplazamiento máximo de la torre es de 38,88 mm y está ubicado en el extremo superior de la torre como se muestra en la imagen 45. Este desplazamiento se debe a la fuerza del viento sobre el rotor, como se puede observar en capítulos anteriores esta es la fuerza con mayor magnitud que actúa sobre el sistema. Adicionalmente, este extremo es libre y tiene la menor área del sistema.

Imagen 45. Desplazamiento de la torre



El esfuerzo máximo presente en la torre como se muestra en la imagen 46, tiene un valor de 48,10 MPa. En este caso ocurre una flexión similar a la que se presenta en una viga en un extremo empotrada y en el otro libre. En la imagen 47, se comprueba que el momento máximo ocurre en el empotramiento, es decir, en la cimentación de la torre ocasionando el esfuerzo máximo.

Imagen 46. Esfuerzos en la torre

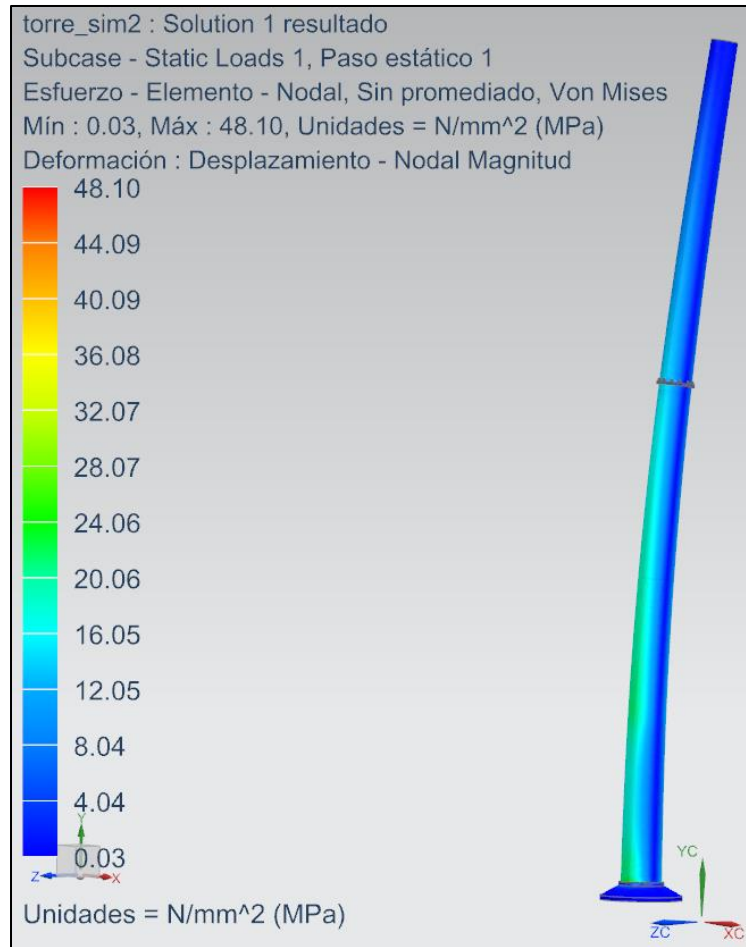
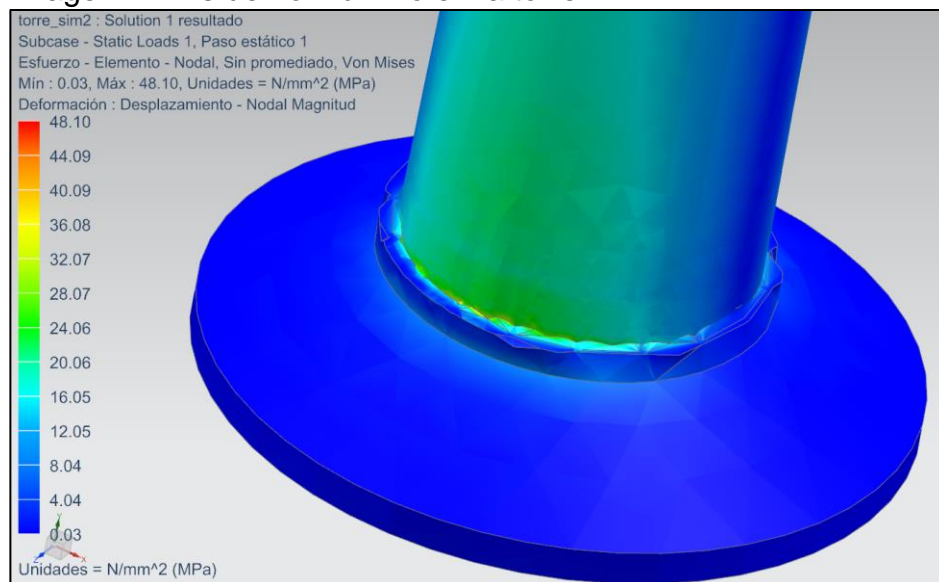


Imagen 47. Esfuerzo máximo en la torre



Para comprobar la resistencia que posee la torre con el material asignado frente a las cargas que es sometida, se determina el factor de seguridad de la siguiente manera;

$$F.S = \frac{345 \text{ MPa}}{48,10 \text{ MPa}} = 7,17$$

La torre no va a sufrir ninguna ruptura por las fuerzas ejercidas por el viento. Es posible disminuir su espesor para disminuir los costos de material y facilitar el doblado de la lámina para su fabricación, sin embargo si se quiere realizar esto se debe hacer el análisis de falla por frecuencia ya que es posible que pueda ocasionarse.

8. MANUALES

En el presente capítulo se describen los manuales de instalación, operación y mantenimiento, con el fin de prestar soporte a la empresa Vidrio Andino.

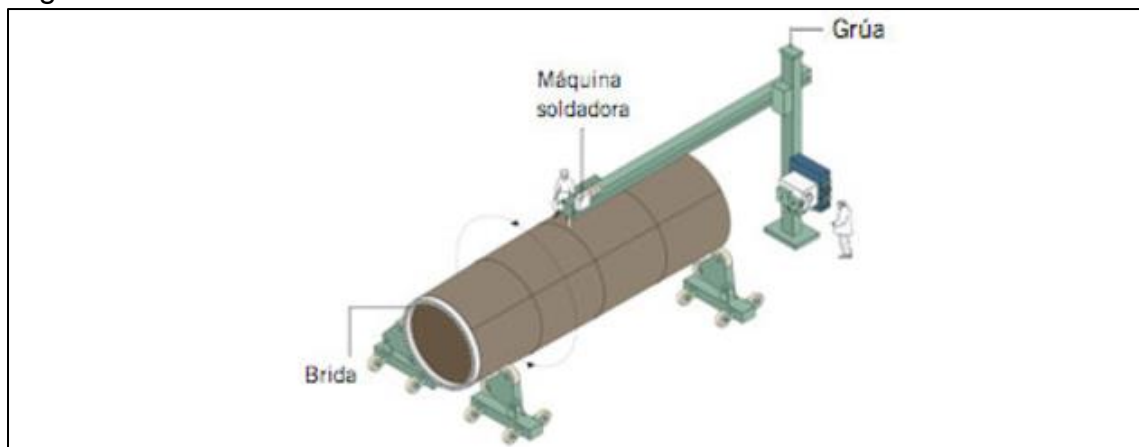
8.1 MANUAL DE INSTALACIÓN

La instalación de cada componente del aerogenerador juega un papel muy importante en el funcionamiento y el mantenimiento del aerogenerador; por esta razón, a continuación se enuncia un paso a paso para la instalación de los componentes. Es necesario que durante todo el proceso de instalación este presente el personal capacitado.

8.1.1 Instalación de la torre. La instalación de la torre es el primer paso, ya que este es el que va brindar apoyo al aerogenerador. Como se mencionó en el capítulo 6 esta se realiza por medio de una cimentación convencional la cual costa de una zapata de 2 metros de diámetro y una brida para su posterior sujeción con la torre.

Teniendo la zapata de la torre ya instalada, hay dos maneras posibles para la obtención de los tramos, la primera de estas el proveedor de las láminas realiza su respectivo dobléz y soldadura para construcción de las virolas, con estas utilizando un banco de trabajo para soldadura se unen las correspondientes virolas para la construcción de los tramos, estos son transportados por medio de una cama baja. Sin embargo, si por cuestiones de tamaño para el transporte no es posible entregar los tramos, se envían las virolas y en la empresa en terreno firme se realiza la soldadura entre estas para la obtención de los dos tramos, esto se realiza mediante grúas horizontales y maquinaria de soldadura por arco sumergido, como se observa en la siguiente figura;

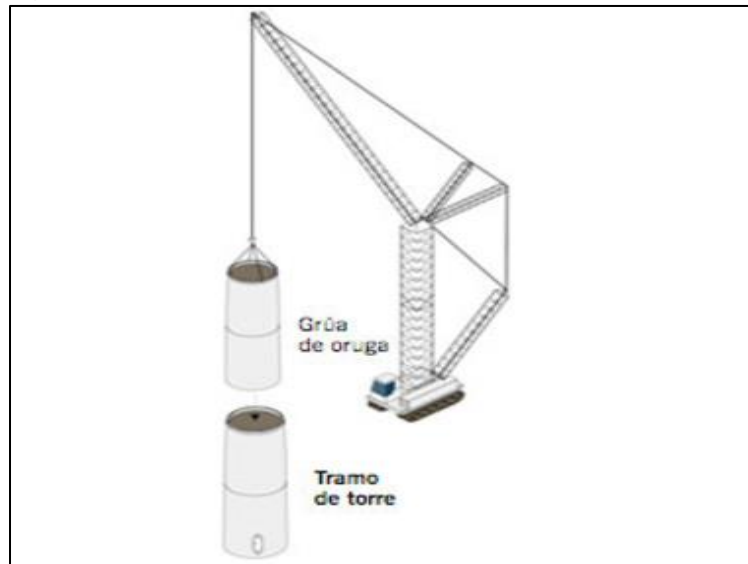
Figura 50. Soldadura de virolas



Fuente: Gamesa. Disponible en: <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/diseno-y-fabricacion/proceso-fabricacion-montaje.html>

Cuando se tienen ya las dos secciones las cuales componen la torre, con ayuda de una grúa oruga, se realiza el emplazamiento de las mismas. Como se muestra en la imagen 51. Al momento de realizar este emplazamiento, la brida que se encuentra entre las dos secciones se encuentra ya instalada en la sección inferior, el personal que está encargado de la instalación ensambla y asegura las secciones por medio de los pernos. Tenga en cuenta que las líneas de soldadura en las virolas no deben quedar alineadas, ya que generan una concentración de esfuerzos y una posible falla.

Figura 51. Instalación de la torre

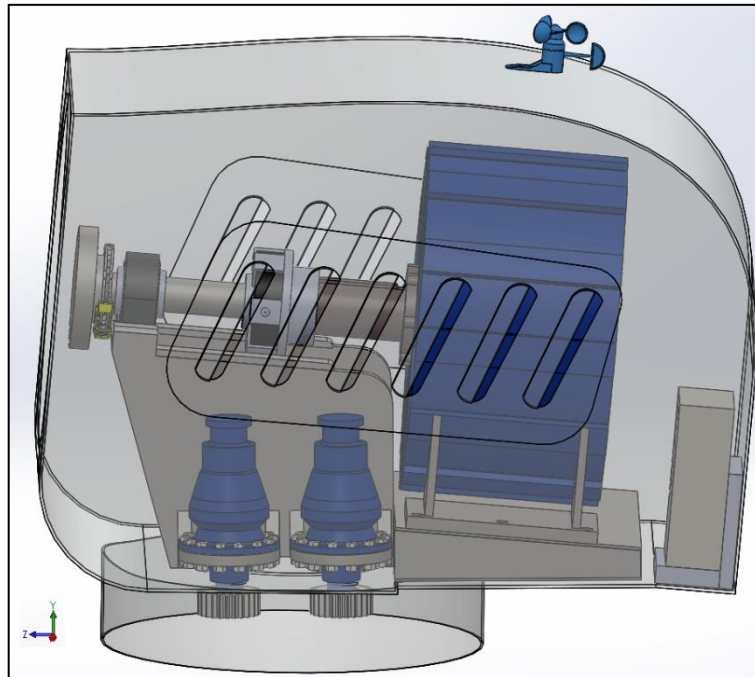


Fuente: Gamesa. Disponible en: <http://www.gamesa.corpcom/es/productos-servicios/aerogeneradores/di-seno-y-fabricacion/proceso-fabricacion-montaje.html>

8.1.2 Instalación de góndola. En primera instancia, los componentes internos de la góndola, como son: eje, freno, chumacera, bastidor, acople y alternador, deben ser armados en terreno firme. Estos elementos son ensamblados dentro de la góndola, ya que esta posee unos amortiguadores similares al sistema usado en el capot de un carro. La abertura de la góndola inicia a unos pocos centímetros debajo de las aberturas de ventilación, permitiendo realizar el ensamble dentro de esta, como lo muestra la imagen 48.

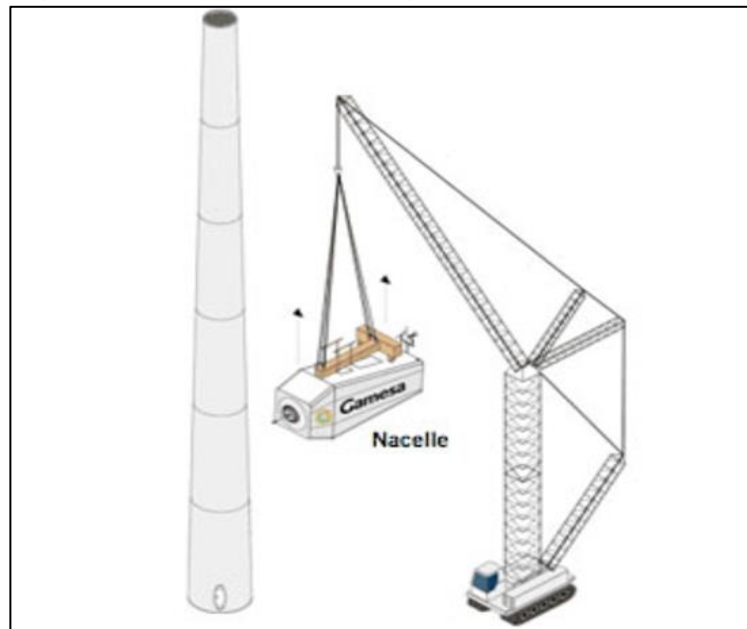
En primera instancia el bastidor es acoplado a la góndola, en seguida de esto la chumacera es acoplada a al bastidor. Antes de realizar el montaje del eje, este debe tener el disco de freno ya ensamblado, se realiza la instalación del eje y el correcto ajuste del manguito de la chumacera especificado en su catálogo, al tener esto el acople es insertado sobre el eje de igual manera el eje del alternador es insertado en el costado contrario del acople teniendo en cuenta la mayor alineación posible, en este momento ya para finalizar, el alternador es acoplado sobre el bastidor.

Imagen 48. Ensamble dentro de la góndola



Teniendo ya la góndola completamente armada en tierra firme, por medio de una grúa se procede a su instalación sobre la torre como lo muestra la figura 52;

Figura 52. Instalación de la góndola



Fuente: Gamesa. Disponible en: <http://www.gamesa.corpcom/es/productos-servicios/aerogeneradores/disenio-y-fabricacion/proceso-fabricacion-montaje.html>

El montaje del rotor se realiza en tierra, en el buje se le acoplan las 3 palas como se muestra en la siguiente figura;

Figura 53 . Ensamble palas – rotor



Fuente: AEE, Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: https://www.aeeolica.org/uploads/documents/pe06/PE06_6_2_Antonio_Mateo.pdf

Una vez terminado el ensamble de las palas con el rotor, por medio de una grúa se realiza su correcto montaje, como lo muestra la figura 54. De igual manera se realiza el montaje de la góndola. Se debe tener en cuenta que al finalizar la instalación se debe realizar una revisión de los torques de cada perno respecto al proveedor de cada uno. En este caso, en el catálogo de la empresa Kaydon se brinda la información.

Figura 54. Montaje del rotor



Fuente: AEE, Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: https://www.aeeolica.org/uploads/documents/pe06/PE06_6_2_Antonio_Mateo.pdf

Una vez instalado el aerogenerador se debe realizar una prueba de funcionamiento, con el fin de asegurar su correcto funcionamiento y evitar posibles fallas.

8.2 MANUAL DE OPERACIÓN

Para el buen funcionamiento de la máquina, a continuación se nombran los procedimientos que se deben tener en cuenta para su puesta en marcha;

- ✓ Antes de realizar cualquier actividad de contacto con algún componente de la máquina, revise el manual de seguridad y corrobore que tenga las herramientas y elementos de protección personal pertinentes. De igual forma revise los manuales de mantenimiento e instalación para asegurar si las actividades planeadas son las adecuadas
- ✓ Antes de iniciar la puesta en marcha se debe hacer una inspección y verificación de todos los componentes tanto los ubicados en la góndola como los del cuarto de control o también llamado cuarto de máquinas, si es necesario realice una acción correctiva
- ✓ Para iniciar el sistema, se ingresa el cuarto de máquinas ubicado a unos pocos metros del aerogenerador, en este se encuentran las baterías, los componentes del sistema eléctrico y el sistema de control
- ✓ Encienda el sistema de control y deje su funcionamiento de forma manual, por último asegúrese que este tiene un correcto funcionamiento
- ✓ Realice una parada de emergencia, activando el sistema de control de potencia pitch, compruebe que las palas varían el ángulo de ataque disminuyendo la velocidad de giro del rotor. Además de esto rectifique que el sistema pueda quedar completamente detenido, con el fin llevar a cabo el mantenimiento programado, prevenir posibles incendios o explosiones cuando el sistema presenta altas temperaturas y asegurar el sistema cuando las condiciones ambientales son mayores a los límites a las que está diseñado
- ✓ Si después de las anteriores pruebas la máquina ha tenido un adecuado y continuo funcionamiento, el sistema de control es activado en un funcionamiento automático. El personal encargado de este, debe revisar el comportamiento de la velocidad del rotor respecto al funcionamiento del alternador, de igual manera los subsistemas existentes en este

8.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO

Los aerogeneradores son máquinas de gran resistencia, por ende no es necesario un frecuente mantenimiento; sin embargo, las uniones pernadas y las conexiones

de cableado utilizadas en los componentes eléctricos deben tener una inspección por posibles desajustes. Cabe resaltar que la ventaja de usar un alternador de imanes permanentes es su menor mantenimiento.

En el presente ítem se describen las acciones necesarias para realizar el mantenimiento preventivo adecuado y prevenir posibles fallas;

✓ Realice una inspección visual diaria de la máquina, para esto no es necesario subir a la góndola desde el terreno firma a una distancia prudente puede visualizar a grandes rasgos si se presenta algún desequilibrio, si los componentes están realizando su respectivo movimiento dentro de las operaciones normales y por último si existen un sonido diferente al producido por la máquina. Es fundamental que realice un seguimiento al sistema de control, si este alerta por altas temperaturas o fallas en algún componente

✓ Al tercer mes después de instalada la máquina se realiza la primera parada de mantenimiento, para esta es necesario que el sistema se encuentre completamente detenido, el personal encargado debe estar calificado y poseer diferentes estudios como un curso en alturas

✓ Realice una inspección detallada de cada componente, para realizar la inspección de los componentes que están dentro de la góndola es necesario subir a esta por medio de las escaleras externas que se encuentran ancladas a la torre como se muestra en la figura 54, al llegar a la parte más alta accione los amortiguadores de tal forma que la góndola se abra para permitir su acceso, por último dependiendo a lo que este expuesto cada componente verifique lo siguiente;

Eje. Compruebe que en este no se presenten fisuras especialmente en la soldadura, de igual manera que no se presente deformación a lo largo del mismo.

Freno. Inspeccione el estado de las mordazas junto con las pastillas de freno, de igual manera verifique si en el disco se presentan ralladuras anormales y si el espesor es el adecuado.

Chumacera. En el rodamiento por la fricción que recibe puede estar afectado por altas temperaturas, revise si se presenta un desgaste anormal o corrosión, de igual manera si hay fuga del lubricante que posee. Para este componente es necesario seguir el instructivo de mantenimiento que proporciona su proveedor en este caso la empresa Kaydon. De igual manera se recomienda cada 3 meses lubricar las graseras.

Acople. Pese que este permita tener un grado de desalineación se recomienda evitarlo inspeccione si se presenta, adicionalmente verifique el estado del chavetero y la unión con el eje.

Rotor. Verifique el torque de las uniones que posee, de igual manera si se presenta holguras o pandeo en las palas. En el buje identifique las zonas más críticas y si en estas se está presentando corrosión o un desgaste anormal.

Alternador. Por el momento se realiza una inspección sin algún elemento especificado, razón por la cual se revisa a grandes rasgos la parte externa en búsqueda de si hay aberturas, señales de sobrecalentamiento y un desgaste anormal.

Motoreductores. Realice una inspección visual y auditiva, de igual manera revise los niveles de aceite presentes en el reductor. Para una información más detallada consulte los catálogos del fabricante.

Virolas. Realice una inspección de soldadura tanto la que está en ubicada en la unión de la placa y la ubicada entre virola y virola.

Cables. Revise que no halla corrosión ya que esto puede variar la tensión de salida.

Figura 55. Acceso a la góndola



Fuente: Pinterest Disponible en: <https://s-media-cache-ak0.pinimg.com/736x/ec/6f/bb/ec6fbb34960a77e18d919de11d9de461.jpg>

✓ En segunda instancia se deben revisar las uniones pernaadas y realizar un reapriete si es necesario como lo muestra la figura 56, tanto de los pernos ubicados en la góndola como los presentes en la torre, para estos últimos es necesario el uso de andamios

Figura 56. Apriete de los pernos



Fuente: Global Energy Services. Disponible en: https://www.aeeolica.org/uploads/documents/pe06/PE06_6_2_Antonio_Mateo.pdf

- ✓ Realice un ensayo por tintas penetrantes en los componentes más críticos expuestos a vibración, como lo son eje, acople y el eje del alternador, con esto se podrá observar de manera eficaz y económica si dichos componentes presentan fatiga externa; sin embargo, si se desea hacer una actividad más precisa y detallada, se puede realizar una medición de vibraciones en diferentes puntos de la máquina, preferiblemente en los siguientes componentes: chumacera, disco de freno, eje de transmisión, acople y el eje del alternador, esta medición se efectúa mediante colectores y analizadores portátiles
- ✓ Realice una medición por ultrasonido para identificar si hay corrosión, deformación, daños por impactos provocados por objeto extraños, y fisuras o desgastes internos
- ✓ Realice una medición termográfica a los componentes ubicados tanto en la góndola, como a los del cuarto de máquinas. En este se puede comprobar si existen calentamientos localizados por corrientes parasitas en el alternador y si la ventilación es la adecuada para los componentes eléctricos y mecánicos, de igual manera se puede comprobar la temperatura en los rodamientos y de la corona. Por otro lado, verificar el acoplamiento del eje para identificar desalineaciones y comprueba el equilibrio de fases, si se realiza la inspección en las líneas de corriente del transformador

Con los resultados obtenidos en la primera parada de mantenimiento se define la frecuencia con la que se realizará, puede ser cada 6 meses o una vez al año durante los 10 primeros años. Transcurrido este tiempo, las palas y los componentes sometidos a la mayor cantidad de trabajo mecánico pueden necesitar cambio; sin embargo, si se realiza una instalación y un mantenimiento adecuado, la máquina debe durar 20 años.

Tenga en cuenta que si se presenta un funcionamiento anormal o el sistema de control se encuentra en alerta, debe realizarse un mantenimiento correctivo y si es necesario el cambio de algún componente.

9. ANÁLISIS FINANCIERO

En el presente capítulo se muestra un análisis financiero basado en el Costo Anual Uniforme Equivalente. Inicialmente se determinará la situación actual de la empresa, es decir, el costo de la energía eléctrica para la empresa Vidrio Andino, este valor se proyectará a 20 años, ya que este es el tiempo de vida útil de la máquina. Una vez determinado el costo de energía anual, se lleva todo al Valor Presente con el fin de calcular la anualidad. Se repite el mismo proceso pero esta vez utilizando la inversión y los costos anuales del proyecto durante el horizonte demarcado anteriormente obteniendo así un valor de anualidad para el proyecto en funcionamiento, comparando los dos valores de anualidad calculados y seleccionando el menor se podrá determinar qué tan viable es el proyecto financieramente.

Los componentes seleccionados en el diseño del aerogenerador en su gran mayoría son fabricados fuera del país, como se pudo observar al inicio del proyecto en Colombia tanto la producción de energía eólica como la fabricación de componentes para la energía eólica no es un sector muy desarrollado, además que no se obtuvo respuesta por la empresas fabricantes para algunos componentes cotizados. Por tal motivo los autores del proyecto deciden usar cotizaciones realizadas a la empresa China Aelos Wind turbine, proyectos realizados anteriormente y estimaciones de diferentes instituciones.

Como se mencionó anteriormente se calculará el valor anual que Vidrio Andino paga por concepto de iluminación del perimetral seleccionado. Utilizando la siguiente relación se puede obtener el costo para el año 2.017;

$$\text{Costo anual de energía eléctrica} = \frac{\$}{kWh} * \text{Consumo anual}$$

Donde;

$$\frac{\$}{kWh} = 270 \text{ (Valor suministrado por la empresa)}$$

Reemplazando los valores;

$$\text{Costo anual de energía eléctrica} = 270 \frac{\$}{kWh} * \left(120,6 \frac{kWh}{\text{día}}\right) * \left(\frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}}\right)$$

$$\text{Costo anual de energía eléctrica} = 11.885.130 \frac{\$}{\text{año}}$$

En el cuadro 30 se puede observar la proyección de costos por concepto de energía eléctrica para la empresa Vidrio Andino durante los 20 siguientes años. Cabe decir,

que anualmente el costo de la energía varía dependiendo el IPC (Índice de Precios al Consumidor). Se utilizará un IPC de 3,5 % el cual es un promedio determinado por la UPME⁵⁹ de esta manera se calcula el alza en el valor de la energía y el respectivo costo anual.

Cuadro 30. Costo de estimado de energía eléctrica (17/21)

PERIODO	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
\$/kWh	270	279,45	289,23	299,35	309,83
COSTO kWh/año	\$11.885.130	\$12.301.110	\$12.731.648	\$13.177.256	\$13.638.460

Cuadro 31. Continuación (22/26)

PERIODO	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026
\$/kWh	320,68	331,90	343,52	355,54	367,98
COSTO kWh/año	\$14.115.806	\$14.609.859	\$15.121.204	\$15.650.447	\$16.198.212

Cuadro 32. Continuación (27/31)

PERIODO	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031
\$/kWh	380,86	394,19	407,99	422,27	437,05
COSTO kWh/año	\$16.765.150	\$17.351.930	\$17.959.247	\$18.587.821	\$19.238.395

Cuadro 33. Continuación (32/36)

PERIODO	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036
\$/kWh	452,34	468,18	484,56	501,52	519,08
COSTO kWh/año	\$19.911.739	\$20.608.650	\$21.329.952	\$22.076.501	\$22.849.178

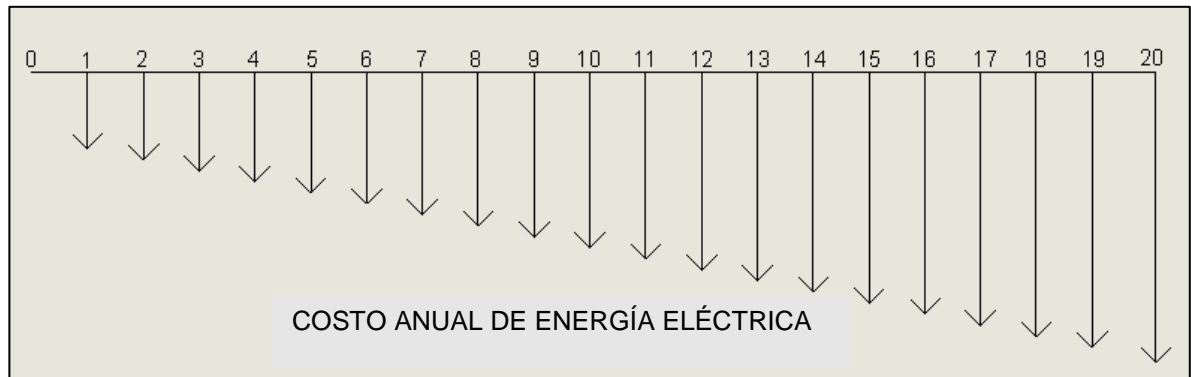
Cuadro 34. Continuación (37)

PERIODO	2.037
\$/kWh	537,24
COSTO kWh/año	\$23.648.899

Una vez conocida la situación actual y la proyección de costos de la energía para la empresa Vidrio Andino, se representa en un diagrama como se puede observar en la imagen 49;

⁵⁹ UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Colombia economía mundial y energía. coyuntura actual y mirada al 2050: vientos de cambio, un mundo distinto. El desafío de reinventarse [diapositivas]. Bogotá. 2.016. 74 diapositivas.

Imagen 49. Diagrama de costos actuales para la empresa



Cabe resaltar que en el periodo 0 o 2.017 no se denota ningún valor ya que en este periodo hay un gasto más no una inversión, por lo tanto los gastos se toman desde el año 2.018 es decir desde periodo 1 como se puede observar en la imagen 49.

Ahora se realiza el procedimiento anterior suponiendo que el proyecto es desarrollado, inicialmente se deberá encontrar el valor de la inversión inicial la cual la componen los siguientes costos: costos de ingeniera, costo de la máquina, costo de instalación, y coste de transporte.

Los costos de ingeniería están dados por el talento humano, los gastos de equipos, Fungibles y se decide dejar un valor para pruebas e imprevistos que se puedan ocasionar durante el desarrollo del producto, los costos de ingeniería se pueden observar en la tabla 11.

Tabla 11. Costos de ingeniería

ÍTEMS	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	TOTAL
Talento humano	HH	1.860	15.000	27.900.000
Gastos de equipos	UNIDAD	1	9.000.000	9.000.000
Fungibles	UNIDAD	1	940.000	940.000
Otros gastos		1	5.000.000	5.000.000
Total				42.480.000

En el libro Ingeniería de la energía eólica se encuentra el costo de kW instalado, para un proyecto autónomo de 20 kW está en un rango de 1.400 € / kW a 1.600 € / kW y se estima que los costos variables unitarios anuales (Costes de operación y mantenimiento) son aproximadamente de 3% a 10% de la inversión inicial.

Una vez conocido el valor del kW instalado para la potencia nominal del sistema se determina el costo de la máquina, cabe decir que dentro del costo mencionado anteriormente ya se encuentra el de los equipos eléctricos debido a que es una

instalación autónoma y no una que se deba conectar a la red. Utilizando la siguiente ecuación se determina el costo de la máquina;

$$\text{Costo de la máquina} = \text{Potencia nominal} * \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{instalado}}}$$

Reemplazando los valores;

$$\text{Costo de la máquina} = 20 \text{ kW} * 1.600 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

$$\text{Costo de la máquina} = 32.000 \text{ €}$$

Utilizando la tasa de cambio a la fecha el costo de la instalación en pesos colombianos es;

$$\text{Costo de la máquina} = 32.000 \text{ €} * \frac{\$ 3.279}{1 \text{ €}}$$

$$\text{Costo de la máquina} = \$ 104.928.000$$

El costo de instalación⁶⁰ representa el 11% del costo total de la máquina obteniendo un resultado de;

$$\text{Costo de instalación} = \$ 104.928.000 * 0,11$$

$$\text{Costo de instalación} = \$ 11.542.080$$

Para el costo de transporte se utiliza la tabla de tarifas de fletes de PROCOLOMBIA, debido a que la mayoría de materiales son importados de China y Europa, estas cargas en su mayoría llegan al puerto de Buenaventura. El costo del flete es \$ 65.249 por tonelada, para determinar el costo del transporte se utiliza la cotización realizada a la empresa Aelos Wind turbine. Donde se cotizo el costo de envío de un aerogenerador por vía marítima con un costo de 700 USD, en ese orden de ideas se calcula una aproximación al coste por transporte de la siguiente manera;

$$\text{Costo de transporte} = \left(\text{Peso de la carga} * 65.249 \frac{\$}{\text{ton}} \right) + \left(700 \text{ USD} * \frac{2.894 \$}{1 \text{ USD}} \right)$$

El peso del aerogenerador se determina a partir del cuadro 15. Además, utilizando las dimensiones de la torre se puede determinar su volumen y relacionando este

⁶⁰ VILLARRUBIA. Op. cit., p. 22

último valor con la densidad del acero seleccionado, se obtiene que la masa de la torre es 15.487 kg. La masa total del aerogenerador es 16.527 kg.

$$\text{Costo de transporte} = \left(16,53 \text{ ton} * 65.249 \frac{\$}{\text{ton}} \right) + \left(700 \text{ USD} * \frac{2.894 \$}{1 \text{ USD}} \right)$$

$$\text{Costo de transporte} = \$ 3.104.365$$

Los costos variables unitarios anuales equivalen al 5% del costo de la máquina, debido a que el aerogenerador como se mencionó en el capítulo 4 es direct drive por lo tanto se disminuye en gran parte el costo por operación y mantenimiento;

$$\text{Costos de operación y mantenimiento} = 0,05 * \$ 104.928.000$$

$$\text{Costos de operación y mantenimiento} = \$ 5.246.400$$

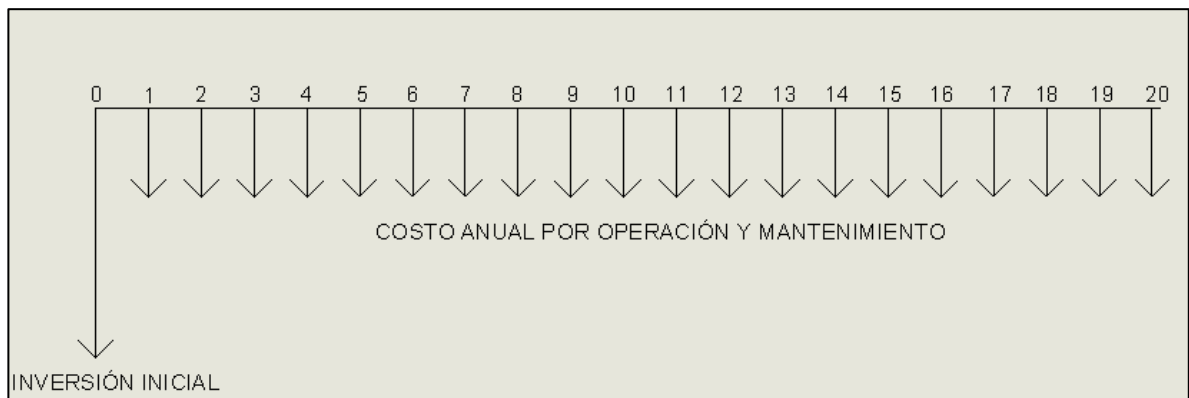
Con los costos determinados se puede calcular la inversión inicial del proyecto de la siguiente manera;

$$\text{Inversión inicial} = \$ 42.840.000 + \$ 104.928.000 + \$ 11.542.080 + \$ 3.104.365$$

$$\text{Inversión inicial} = \$ 162.414.445$$

Al igual que en la imagen 49, se representa en un diagrama la inversión inicial y el costo anual ocasionado por el proyecto en un horizonte de 20 años;

Imagen 50. Inversión y costos anuales



Ahora, utilizando los datos determinados anteriormente, se llevan los valores a valor presente con el fin de determinar la anualidad y así definir si el proyecto es viable económicamente. Se deberá determinar la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) de la siguiente manera;

$$TIO = \begin{cases} DTF \\ IPC \\ TE \end{cases}$$

Donde;

DTF = Depósito a término fijo (6,11 %)

IPC = Índice de Precio al Consumo (4,7 %)

TE = Tasa de oportunidad definida por la empresa (7,5 %)

La Tasa Interna de Oportunidad se determina por la suma de las tres variables mencionadas anteriormente;

$$TIO = 6,11 \% + 4,7 \% + 7,5 \%$$

$$TIO = 18,31\%$$

Conociendo el interés efectivo anual se llevan los valores a valor presente con la siguiente ecuación;

$$VP = \sum \frac{VF}{(1+i)^n}$$

Donde;

VF = Valor futuro (\$)

i = Interés efectivo anual (%)

n = Número de periodos

Reemplazando los valores para el primer caso;

$$VP = \frac{\$ 12.301.110}{(1 + 18,31\%)^1} + \frac{\$ 12.731.648}{(1 + 18,31\%)^2} \dots \dots \dots + \frac{\$ 23.648.899}{(1 + 18,31\%)^{20}}$$

$$VP = \$ 77.334.594$$

Ahora se obtiene el valor presente para el caso en que el proyecto se ejecute;

$$VP = \$ 162.414.445 + \frac{\$ 5.246.400}{(1 + 18,31\%)^1} + \frac{\$ 5.246.400}{(1 + 18,31\%)^2} \dots \dots \dots + \frac{\$ 5.246.400}{(1 + 18,31\%)^{20}}$$

$$VP = \$ 190.075.109$$

Conocido el valor presente para los dos casos se determina la anualidad para cada uno;

$$A = Vp * \left(\frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

Donde;

A = Anualidad (\$)

Vp = Valor presente (\$)

i = Tasa de interés efectiva anual (%)

n = Número de periodos

Reemplazando los valores calculados en los cuadros 31 y 32;

$$A = \$77.334.594 * \left(\frac{(1 + 18,31 \%)^{20} * 18,31 \%}{(1 + 18,31 \%)^{20} - 1} \right)$$

$$A = \$ 14.668.058$$

Para el segundo caso;

$$A = \$ 190.075.109 * \left(\frac{(1 + 18,31 \%)^{20} * 18,31 \%}{(1 + 18,31 \%)^{20} - 1} \right)$$

$$A = \$ 36.051.558$$

La anualidad para los costos que actualmente paga la empresa Vidrio Andino, a un horizonte de 20 años es menor que la anualidad generada por el proyecto; por lo tanto, se obtiene que el proyecto no es viable económicamente.

10. CONCLUSIONES

- ✓ El aerogenerador garantiza una producción anual de energía eléctrica de 77,25 MWh/año cuando la velocidad media anual es igual a 11 m/s, cumpliendo con la demanda solicitada por la empresa Vidrio Andino para el perimetral LDB6C-2 e incluso podría suplir la mitad del alumbrado nocturno-externo
- ✓ Desde el punto de vista económico el proyecto no es viable, ya que la inversión inicial no retorna en el tiempo estimado en el capítulo 9, debido al bajo costo del kWh en la empresa y al alto costo de los componentes de la máquina
- ✓ La eficiencia del aerogenerador tiene un valor de 44 %; para la generación eólica es un valor que se encuentra entre los rangos de los principales fabricantes. Cabe recordar que actualmente la máxima eficiencia obtenida en la industria es de aproximadamente 50%
- ✓ La energía eléctrica producida por el aerogenerador puede tener un menor costo si se pretende satisfacer una mayor demanda

11. RECOMENDACIONES

- ✓ Teniendo en cuenta la información obtenida sobre el recurso eólico en Colombia, se recomienda realizar una recolección de datos de velocidad y dirección del viento mayor a 1 año, en la zona donde está localizada la empresa Vidrio Andino, con el fin de tener una mayor precisión en la caracterización del recurso eólico
- ✓ De acuerdo con la forma de ingreso a la góndola, se recomienda el uso de un sistema de acceso como un brazo hidráulico, con el fin que el personal encargado cuente con mayor seguridad y realicen de manera más fácil del mantenimiento
- ✓ La simulación de la estructura realizada en el sexto capítulo, se llevó a cabo con base en la carga puntual ejercida por el viento, sin embargo es recomendable realizar la simulación utilizando la carga distribuida con el fin de obtener mayor precisión en los resultados de esfuerzo y factor de seguridad
- ✓ Para suplir la energía eléctrica nocturna externa de la empresa, es recomendable utilizar un sistema híbrido, el cual se compone de un aerogenerador y un panel solar, ya que este último tiene un menor costo.
- ✓ Debido a que la velocidad del viento es más alta en zonas costeras es posible definir el emplazamiento del aerogenerador para lograr captar la mayor energía del viento posible.

BIBLIOGRAFÍA

ARIAS ÁVILA, Nelson y TRICIO GÓMEZ, Verónica. Cartilla Para La Enseñanza De Las Energías Renovables. Burgos, ES: Editorial Universidad de Burgos, 2013.

BASTIANON, Ricardo. Calculo y diseño de la hélice óptima para turbinas eólicas, 2008.

CASPE Solar, Explicación de términos en las baterías: C5, C20, C100. Disponible en: <http://www.caspe-solar.com/page/que-debo-comprar-baterias>

CHIANG, Mao-Hsiung; WANG, Ching-Sung; CHEN, Chang-Sheng. Intelligent Pitch Control for a 2MW Wind Turbine. International Journal of Fuzzy Systems, 2012, vol. 14, no 1. NSC 96-2628-E-002 -245 -MY3

CREUS Solé, Antonio. Recurso Eólico. En: Aerogeneradores. Barcelona: ES: Cano Pina, 2012.

DOMÍNGUEZ, Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia. Segunda Parte. 20040101.

DUARTE, Carlos A. y GALINDO, Claudia V. Diseño mecánico de un aerogenerador de media potencia para la Isla de Providencia. Bogotá D.C., 2005, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>)

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN, Centrales de Generación Transmisión y Distribución de Energía de EPM. Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energía/ParqueEólico.aspx>

ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA. IASS Potsdam, 2016.

ESCUDERO LÓPEZ, José María. Manual De Energía Eólica: Investigación, Diseño, Promoción, Construcción y Explotación De Distinto Tipo De Instalaciones. Madrid: Mundi-Prensa, 2003.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Guía metodológica para la elaboración de trabajos de grado y proyectos de investigación en pregrado. Bogotá D.C., 2011, p. 20 – 39.

GÁLVEZ, Raquel. Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador. Trabajo de grado Ingeniería Técnica Industrial: Mecánica. España. Universidad

Carlos III de Madrid. Departamento de Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras, 2005. P.77

GIL GARCÍA, Gregorio. Energías Del Siglo XXI: De Las Energías Fósiles a Las Alternativas. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, Antonio Madrid Vicente Ediciones, 2008. ISBN 9788484763475

GONZÁLEZ Velasco, Jaime. Energías Renovables. Barcelona, ES: Editorial Reverté, 2009.

GUTIÉRREZ, Mónica. Diseño de una turbina eólica para abastecer las necesidades de energía eléctrica básicas de un hogar promedio colombiano. Bogotá, D.C., 2011, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN ICONTEC. Compendio de dibujo técnico. NTC 1580, 1594, 1687, 1722, 1777, 1831, 1832, 1833, 1912, 1914. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2009. 354 p. ISBN: 958-9383-30

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. 6 ed. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 36 p.

----- Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 6 ed. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 33 p.

----- Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. 6 ed. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 23 p.

IPSE “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas” (En línea). Disponible en (<http://www.ipse.gov.co/>)

JARAUTA Rovira, Laura. Las Energías Renovables. Barcelona, ESPAÑA: Editorial UOC, 2015. Empresas Públicas de Medellín, Centrales de Generación Transmisión y Distribución de Energía de EPM. Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energía/ParqueEólico.aspx>

LÄSSIG Luis., APCARIAN, Anabel. Tendencias en el diseño de las torres para aerogeneradores multimegawatt, 2.001, Grupo de Ingeniería del Viento, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Buenos Aires.

LIU, Wenyi. Design and kinetic analysis of wind turbine blade-hub-tower coupled system. En: Renewable Energy, 2016, vol. 94, p. 547-557.

LUENGAS, Andrés. Análisis para la aplicación de energía eólica para generación de energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca. Bogotá D.C., 2005, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>)

MARTÍNEZ, María Camila. Diseño de una máquina trituradora de vidrio, para la línea de transporte de vidrio, en la empresa Vidrio Andino. Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>).

MOTHER EARTH NEWS, editors. Wind Power History: Marcellus Jacobs Interview. 09 de Octubre de 2016. Disponible en: <http://www.motherearthnews.com/renewable-energy/wind-power-history-zmaz73ndzraw?pageid=1#PageContent1>

MOTT, Robert L.; CHACÓN PAZ, Miguel y CORDOVA JUST, Arturo. Diseño De Elementos De Máquinas. México: Prentice-Hall, 1995. ISBN 9688805750

NASA. Shape effects on drag. Disponible en: <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/airplane/shaped.html>

Norma Básica de Edificación Española (NBE). NBE-EA-95 Estructuras de acero en edificación. Madrid, 2.007.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. Aerogeneradores. NTC 5725, Bogotá, 2

PÁEZ, Juliana. SÁNCHEZ, Juan. Diseño de una máquina giratoria de tanques para la soldadura de sus hemisferios. Bogotá, D.C., 2016, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>).

NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. España. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao. Facultad de Ingeniería nuclear y mecánica de fluidos, 2016. p.25

OPEX ENERGY, parques eólicos, operación y mantenimiento. Disponible en: http://opex-energy.com/eolica/multiplicadoras_aerogeneradores.html

PINEDA, Cesar I. y MOSQUERA, John A. Recopilación de información para la estimación de potencial energético de los molinos de viento y pequeñas centrales como fuentes alternas de energía para el departamento de Cundinamarca. Bogotá,

D.C., 2005, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>).

PINILLA S. Álvaro. Manual De Aplicación De La Energía Eólica. Bogotá: Ministerio de Minería y Energía, 1997. ISBN 9589612156

PINILLA, Álvaro S. “Buenos vientos para energía eólica en Colombia”. (En línea). (13 de junio de 2009) disponible en: (<http://www.unperiodico.unal.edu.co/>).

PORTAFOLIO. Planta De Vidrio Flotado ‘ve La Luz’ y Ya Produce Al 100% | Empresas | Negocios | Portafolio. Disponible en: (<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/planta-vidrio-flotado-ve-luz-produce-100-9079>)

RENEWABLES. El acero en el sector eólico. Madrid: Plataforma Tecnológica Española del Acero. 2.014. 19 diapositivas.

RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT 2016. France: 2016. Disponible en: (http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf) ISBN 978-3-9818107-0-7

ROMERO, Jeison. SOTOMAYOR, Nicolás. Diseño de un aerogenerador para zona rural del Sumapaz, Cundinamarca. Bogotá, D.C., 2016, Trabajo de grado (Ingeniería Mecánica). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Mecánica. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Fundación Universidad de América: (<http://www.uamerica.edu.co/bibliotecas/>).

RØNDSTED, Povl y NIJSEN, Rogier P. L. Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials: Woodhead Publishing, ISBN 978-0-85709-426-1.

SANS Rovira, Ramón, PULLA Escobar, Elisa. El colapso es evitable: la transición energética del siglo XXI (TE21) 2014

SAINT GOBAIN. Historia Del Grupo Saint-Gobain. Disponible en: (<http://www.saint-gobain350aniversario.com/#!/es/las-fechas-clave-de-nuestra-historia>).

SAINT GOBAIN, Acerca De Saint-Gobain | Saint-Gobain. Disponible en: <http://saint-gobain.com.mx/acerca>

SHIGLEY, Joseph Edward y PANIAGUA BOCANEGRA, Francisco. Diseño En Ingeniería Mecánica. México: McGraw-Hill, 1978. ISBN 9686046097

UN MERCADO EN PAÑALES CON ENORME POTENCIAL DE CRECIMIENTO
UPME “Unidad de Planeación Minero Energética”, Atlas de viento y energía eólica

en Colombia (En línea). 2006. disponible en
(http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm)

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Integración De Las Energías Renovables no Convencionales En Colombia. 1st ed. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2015. 38-40

VARGAS N., Pedro. Energía 15 % será renovable Colombia | Economía | Portafolio. En: PORTAFOLIO. Bogotá. FEBRERO 22 DE 2016.

VIDRIO ANDINO. Vidrio Andino | Con seguridad, vidrio flotado de calidad. Disponible en: <http://vidrioandino.com/#>

VIDRIO ANDINO. Vidrio Andino | Quiénes Somos. Disponible en: <http://vidrioandino.com/quienes-somos/#>

VILLARRUBIA, Miguel. Ingeniería de la Energía eólica, 2013, ES: Alfaomega Barcelona España.

WIND ENERGY DEPARTMENT OF RISØE NATIONAL LABORATORY AND DET NORSKE VERITAS. Guidelines for Design of Wind Turbines, Copenhagen 2.001.

WU, Zhi; WANG, Hengsheng. Research on active yaw mechanism of small wind turbines. Energy Procedia. CHINA, 2.012, vol. 16, p. 53-57.

ANEXOS

ANEXO A
COORDENADAS AIRFOIL TOOLS

FX 63-137 13.7% smoothed	0.026530	-.015034
1.000000 0.000000	0.038060	-.017064
0.995720 0.002261	0.051560	-.018791
0.982960 0.008222	0.066990	-.020178
0.961940 0.016421	0.084270	-.021230
0.933010 0.025814	0.103320	-.021987
0.896680 0.036153	0.124080	-.022482
0.853550 0.047568	0.146450	-.022718
0.804380 0.060006	0.170330	-.022668
0.750000 0.073047	0.195620	-.022297
0.691340 0.085959	0.222210	-.021567
0.629410 0.097879	0.250000	-.020431
0.565260 0.107990	0.278860	-.018838
0.500000 0.115624	0.308660	-.016752
0.434740 0.120314	0.339280	-.014179
0.370590 0.121797	0.370590	-.011176
0.339280 0.121303	0.434740	-.004210
0.308660 0.119983	0.500000	0.003409
0.278860 0.117849	0.565260	0.010919
0.250000 0.114919	0.629410	0.017605
0.222210 0.111224	0.691340	0.022871
0.195620 0.106801	0.750000	0.026291
0.170330 0.101685	0.804380	0.027582
0.146450 0.095912	0.853550	0.026608
0.124080 0.089547	0.896680	0.023429
0.103320 0.082700	0.933010	0.018408
0.084270 0.075518	0.961940	0.012286
0.066990 0.068116	0.982960	0.006230
0.051560 0.060520	0.995720	0.001696
0.038060 0.052636	1.000000	0.000000
0.026530 0.044302		
0.017040 0.035484		
0.009610 0.026362		
0.004280 0.017421		
0.001070 0.009265		
0.000000 0.002411		
0.001070 -.002958		
0.004280 -.007021		
0.009610 -.010156		
0.017040 -.012751		

ANEXO B
COORDENADAS CONSTRUCCIÓN DEL PERFIL

Cuerda 1

0	0	0	68,887801	2,416814	0
0,102213	-0,221621	0	71,644688	2,548640	0
0,408852	-0,540679	0	74,299363	2,622196	0
0,918007	-0,950486	0	76,839406	2,644167	0
1,627767	-1,197899	0	79,255265	2,606911	0
2,534311	-1,468238	0	81,536432	2,513296	0
3,635729	-1,622036	0	83,673354	2,368096	0
4,925334	-1,802580	0	85,656479	2,181820	0
6,399304	-1,902883	0	87,476254	1,960199	0
8,049997	-2,027067	0	89,126948	1,713741	0
9,869772	-2,082472	0	90,600918	1,446267	0
11,852897	-2,155072	0	91,890522	1,164465	0
13,989819	-2,161759	0	92,991940	0,879797	0
16,270986	-2,175133	0	93,898484	0,601815	0
18,686845	-2,120683	0	94,608244	0,356313	0
21,226888	-2,064322	0	95,117399	0,161439	0
23,881563	-1,943004	0	95,424038	0,038211	0
26,638450	-1,810222	0	95,526251	0	0
29,485133	-1,612483	0			
32,410147	-1,394683	0			
35,401073	-1,114791	0			
38,444540	-0,810063	0			
41,529082	-0,464258	0			
44,639417	-0,098392	0			
47,763126	0,293266	0			
50,886834	0,683968	0			
53,997169	1,062252	0			
57,081711	1,409012	0			
60,125178	1,731891	0			
63,116105	2,004141	0			
66,041119	2,240091	0			

Cuerda 2

0	0	0	70,146041	2,020539	0
0,119249	-0,258558	0	73,635456	2,338164	0
0,476994	-0,630792	0	77,047972	2,613439	0
1,071008	-1,108901	0	80,369101	2,819617	0
1,899062	-1,397549	0	83,585470	2,973414	0
2,956697	-1,712945	0	86,682590	3,059228	0
4,241684	-1,892375	0	89,645974	3,084861	0
5,746222	-2,103010	0	92,464476	3,041397	0
7,465854	-2,220030	0	95,125837	2,932178	0
9,391663	-2,364912	0	97,618913	2,762778	0
11,514734	-2,429551	0	99,932559	2,545456	0
13,828380	-2,514251	0	102,055630	2,286898	0
16,321456	-2,522052	0	103,981439	1,999364	0
18,982817	-2,537655	0	105,701071	1,687312	0
21,801319	-2,474130	0	107,205609	1,358543	0
24,764703	-2,408376	0	108,490596	1,026430	0
27,861823	-2,266838	0	109,548231	0,702118	0
31,078192	-2,111926	0	110,376285	0,415698	0
34,399321	-1,881230	0	110,970299	0,188346	0
37,811838	-1,627130	0	111,328045	0,044579	0
41,301252	-1,300590	0	111,447293	0	0
44,851963	-0,945073	0			
48,450596	-0,541634	0			
52,079320	-0,114791	0			
55,723647	0,342143	0			
59,367973	0,797963	0			
62,996697	1,239294	0			
66,595330	1,643848	0			

Cuerda 3

0	0	0
0,134998	-0,292707	0
0,539994	-0,714104	0
1,212462	-1,255359	0
2,149881	-1,582131	0
3,347204	-1,939183	0
4,801906	-2,142311	0
6,505157	-2,380767	0
8,451910	-2,513242	0
10,632072	-2,677258	0
13,035548	-2,750435	0
15,654770	-2,846322	0
18,477120	-2,855153	0
21,489982	-2,872817	0
24,680739	-2,800902	0
28,035513	-2,726463	0
31,541687	-2,566232	0
35,182859	-2,390860	0
38,942628	-2,129695	0
42,805854	-1,842035	0
46,756135	-1,472366	0
50,775807	-1,069894	0
54,849732	-0,613170	0
58,957721	-0,129952	0
63,083373	0,387332	0
67,209026	0,903354	0
71,317015	1,402974	0
75,390940	1,860960	0
79,410612	2,287403	0

83,360893	2,646978	0
87,224119	2,958610	0
90,983888	3,192019	0
94,625060	3,366129	0
98,131234	3,463277	0
101,486008	3,492296	0
104,676765	3,443091	0
107,689627	3,319447	0
110,511977	3,127674	0
113,131199	2,881648	0
115,534675	2,588942	0
117,714837	2,263431	0
119,661589	1,910165	0
121,364841	1,537973	0
122,819543	1,161996	0
124,016866	0,794851	0
124,954284	0,470602	0
125,626753	0,213222	0
126,031749	0,050467	0
126,16675	0	0

Cuerda 4

0	0	0
0,15554	-0,33725	0
0,62217	-0,82277	0
1,39697	-1,44639	0
2,47704	-1,82289	0
3,85656	-2,23428	0
5,53263	-2,46832	0
7,49507	-2,74306	0
9,73807	-2,89569	0
12,25000	-3,08467	0
15,01922	-3,16898	0
18,03702	-3,27946	0
21,28886	-3,28963	0
24,76020	-3,30998	0
28,43650	-3,22713	0
32,30179	-3,14136	0
36,34151	-2,95675	0
40,53677	-2,75469	0
44,86868	-2,45378	0
49,31979	-2,12234	0
53,87120	-1,69642	0
58,50256	-1,23270	0
63,19643	-0,70648	0
67,92955	-0,14973	0
72,68302	0,44627	0
77,43649	1,04082	0
82,16960	1,61647	0
86,86347	2,14415	0
91,49484	2,63549	0
96,04625	3,04978	0

100,49735	3,40883	0
104,82926	3,67776	0
109,02453	3,87837	0
113,06425	3,99030	0
116,92953	4,02373	0
120,60584	3,96704	0
124,07718	3,82458	0
127,32902	3,60362	0
130,34682	3,32016	0
133,11604	2,98291	0
135,62796	2,60787	0
137,87096	2,20084	0
139,83340	1,77201	0
141,50947	1,33882	0
142,88900	0,91581	0
143,96907	0,54222	0
144,74387	0,24567	0
145,21049	0,05815	0
145,36603	0	0

Cuerda 5

0	0	0	107,916986	3,108522	0
0,183459	-0,397781	0	113,285316	3,597176	0
0,733838	-0,970449	0	118,535341	4,020675	0
1,647705	-1,706001	0	123,644771	4,337872	0
2,921634	-2,150075	0	128,593031	4,574483	0
4,548764	-2,635300	0	133,357831	4,706505	0
6,525668	-2,911346	0	137,916883	4,745940	0
8,840342	-3,235401	0	142,253040	4,679072	0
11,485929	-3,415431	0	146,347442	4,511044	0
14,448713	-3,638325	0	150,182943	4,250428	0
17,714976	-3,737771	0	153,742398	3,916086	0
21,274431	-3,868078	0	157,008661	3,518305	0
25,109932	-3,880080	0	159,971445	3,075945	0
29,204335	-3,904084	0	162,617032	2,595865	0
33,540492	-3,806354	0	164,931706	2,090065	0
38,099543	-3,705194	0	166,908610	1,579122	0
42,864344	-3,487443	0	168,535740	1,080181	0
47,812603	-3,249117	0	169,809669	0,639536	0
52,922033	-2,894200	0	170,723536	0,289763	0
58,172058	-2,503278	0	171,273915	0,068583	0
63,540388	-2,000908	0	171,45737	0	0
69,003020	-1,453959	0			
74,539379	-0,833283	0			
80,122031	-0,176601	0			
85,728687	0,526374	0			
91,335343	1,227635	0			
96,917995	1,906606	0			
102,454354	2,528996	0			

Cuerda 6

0	0	0
0,22359	-0,48480	0
0,89436	-1,18273	0
2,00814	-2,07919	0
3,56074	-2,62040	0
5,54381	-3,21177	0
7,95316	-3,54820	0
10,77417	-3,94314	0
13,99848	-4,16256	0
17,60937	-4,43421	0
21,59013	-4,55541	0
25,92821	-4,71422	0
30,60273	-4,72885	0
35,59278	-4,75810	0
40,87747	-4,63899	0
46,43382	-4,51571	0
52,24092	-4,25032	0
58,27161	-3,95986	0
64,49873	-3,52731	0
70,89720	-3,05087	0
77,43985	-2,43861	0
84,09743	-1,77201	0
90,84487	-1,01556	0
97,64873	-0,21523	0
104,48184	0,64152	0
111,31495	1,49618	0
118,11881	2,32368	0
124,86624	3,08221	0

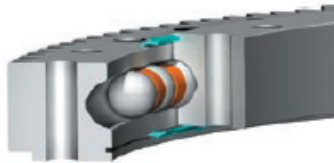
131,52383	3,78851	0
138,06648	4,38406	0
144,46495	4,90020	0
150,69206	5,28678	0
156,72276	5,57515	0
162,52986	5,73605	0
168,08620	5,78411	0
173,37089	5,70262	0
178,36094	5,49783	0
183,03546	5,18021	0
187,37355	4,77273	0
191,35431	4,28793	0
194,96520	3,74881	0

ANEXO C
CORONA GIRATORIA KAYDON SERIE XT

XT Series

Introduction

XT Series slewing ring bearings are custom designs having a rectangular cross-section, and are available in sizes up to 218 inches OD (5500 mm). They are well suited for a wide range of applications where our standard product series do not meet your size, capacity, or weight requirements.



Design Features

The internal configuration consists of deep groove gothic arch raceways and maximum ball complement. This results in a four-point contact design which provides exceptional moment, thrust, and radial load capacities. Integral seals are provided to assist in the exclusion of contaminants.

XT Series bearings are available in internal geared, external geared, and non-geared configurations.

Availability

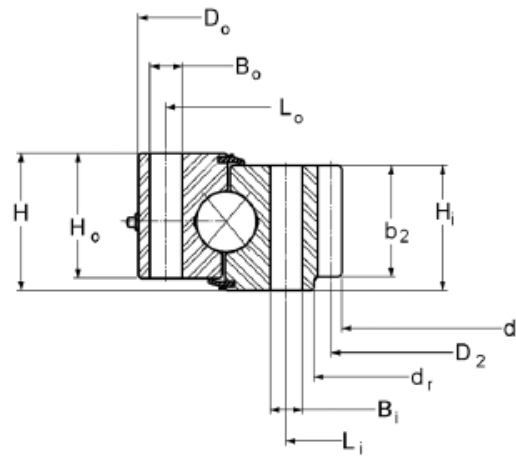
XT Series bearings are made to order, and can be customized for the specific application.

Applications

XT Series bearings have been used successfully in a wide range of applications, including:

- Cranes
- Aerial lifts
- Excavators
- Wind turbines
- Utility derricks
- Log loaders and feller bunchers
- Grapples
- Mining equipment

XT Series



Internal Gear

Kaydon P/N	OUTLINE DIMENSIONS AND WEIGHT							
	D_o (in)	d_i (in)	H (in)	H_o (in)	H_i (in)	D_r^* (in)	d_r (in)	G APPROX. (lbs)
16292001	16.625	9.714	1.968	1.732	1.732	—	—	65
16293001	20.486	12.750	2.060	2.000	2.000	—	—	105
16294001	25.750	16.850	2.750	2.375	2.375	—	—	180
16295001	28.937	19.600	2.834	2.480	2.480	—	—	225
16296001	34.252	24.921	2.834	2.480	2.480	—	—	270
16390001	40.880	30.560	3.380	2.560	3.000	—	32.375	375
16374001	48.250	36.400	4.000	3.500	3.500	—	38.250	660
16297001	54.375	41.280	5.000	3.875	4.625	—	43.000	1,090
16298001	62.250	47.760	4.875	4.375	4.375	—	49.325	1,370
16299001	72.500	57.000	6.000	5.000	5.000	—	59.380	1,900
16300001	81.750	62.267	6.500	5.625	6.125	—	64.750	3,080
16301001	102.500	85.360	7.440	6.780	5.660	—	88.380	3,750
16302001	117.000	93.600	7.125	6.500	6.500	—	96.375	6,200
16303001	148.425	135.039	4.724	4.134	4.134	—	136.890	3,000
16304001	168.000	151.700	6.000	5.500	5.500	—	153.940	5,500


*No external diameters for this type.

XT Series

HOLE DATA							GEAR DATA						GEAR TOOTH RATING F_z (lbs)	BEARING MOMENT RATING C_m (ft-lbs)
OUTER RING			INNER RING				$\alpha = 20^\circ$							
L_o (in)	n_o	B_o (in)	L_i (in)	n_i	B_i (in)	TOOTH FORM	D_2 (in)	P_d or (m)	z_2	x_2	b_2 (in)			
15.354	18	0.594	11.614	24	0.594	FS	10.000	5/7	50	0	1.732	7,800	71,800	
18.875	20	0.594	14.375	20	0.594	FS	13.000	3/7	63	0	2.000	8,800	81,300	
24.500	18	0.688	19.500	24	0.688	SD	17.250	4	69	0	2.375	12,750	143,000	
27.165	24	0.813	22.126	30	0.813	SD	20.000	4	80	0	2.480	13,250	244,000	
32.480	30	0.813	27.441	36	0.813	SD	25.250	4	101	-15	2.480	12,900	343,000	
39.250	40	0.813	33.750	40	0.813	SD	31.200	2.5	78	0	2.750	20,230	461,000	
46.125	30	0.938	39.875	36	0.938	FD	37.200	2.5	93	0	3.250	21,290	720,000	
52.500	48	0.938	45.250	48	0.938	SD	41.600	2.5	104	-40	3.000	24,900	1,131,000	
59.750	48	1.063	51.750	48	1.063	SD	48.400	2.5	121	0	4.312	38,500	1,650,000	
69.750	48	1.063	61.500	48	1.063	FD	58.000	2	116	0	4.500	46,600	1,831,000	
78.750	52	1.312	67.625	52	1.312	SD	63.333	1.5	95	0	5.000	75,450	3,764,000	
99.803	60	1.312	91.142	60	1.312	FD	86.667	1.5	130	0	5.500	81,500	3,457,000	
113.000	52	1.562	100.000	52	1.562	SD	94.667	1.5	142	0	4.750	69,900	6,125,000	
146.457	72	0.866	138.583	72	0.866	FD	135.827	(10)	345	0	3.543	25,300	1,013,000	
165.120	90	1.313	156.000	90	1.313	SD	152.500	2	305	0	5.000	45,400	3,003,000	

ANEXO D
MOTOREDUCTOR-SK072.1-71L/4



Motor Power	Output Speed	Output Torque	Service Factor	AGMA Class	Gear Ratio	Standard Bearings		Heavy Duty Bearings (VL)		Model Type	Weight	Dim. Page
P_n	n_2	T_2	f_B		i_{tot}	F_{RN} OHL	F_{AN} Thrust	F_{RVL} OHL	F_{AVL} Thrust		 [lb]	
[hp]	[rpm]	[lb-in]				[lb]	[lb]	[lb]	[lb]			
0.5	819	38	6.9	III	2.10	336	589	n/a	n/a	SK 072.1 - 71L/4	14	104
	738	43	6.7	III	2.33	347	608	n/a	n/a			
	669	47	6.9	III	2.57	358	628	n/a	n/a			
	604	52	6.7	III	2.85	370	648	n/a	n/a			
	583	54	6.9	III	2.95	374	655	n/a	n/a			
	524	60	6.7	III	3.28	386	658	n/a	n/a			
	480	66	6.5	III	3.58	396	658	n/a	n/a			
	439	72	5.5	III	3.92	408	658	n/a	n/a			
	399	79	5.6	III	4.31	420	658	n/a	n/a			
	361	87	5.4	III	4.77	433	658	n/a	n/a			
	324	97	5.0	III	5.31	447	658	n/a	n/a			
	313	101	4.8	III	5.50	448	658	n/a	n/a			
	289	109	4.5	III	5.96	462	658	n/a	n/a			
	262	120	3.9	III	6.57	473	658	n/a	n/a			
	238	133	3.7	III	7.23	486	658	n/a	n/a			
	215	147	3.3	III	8.00	500	658	n/a	n/a			
	193	163	3.0	III	8.91	515	658	n/a	n/a			
	172	183	2.7	III	10.00	532	658	n/a	n/a			
	149	212	2.1	III	11.56	555	658	n/a	n/a			
	130	242	1.7	II	13.20	561	658	n/a	n/a			
	119	264	1.7	II	14.40	563	658	n/a	n/a			
	109	289	1.7	II	15.77	563	658	n/a	n/a			
	99	318	1.5	II	17.35	563	658	n/a	n/a			
	90	352	1.4	II	19.20	563	658	n/a	n/a			
	80	392	1.2	I	21.38	563	658	n/a	n/a			
	77	407	1.2	I	22.22	563	658	n/a	n/a			
	69	454	1.1	I	24.75	563	658	n/a	n/a			
	62	509	0.9	*	27.78	563	658	n/a	n/a			
	741	43	8.0	III	2.32	630	840	n/a	n/a	SK 172.1 - 71L/4	18	106
	691	46	7.8	III	2.49	630	869	n/a	n/a			
	632	50	8.0	III	2.72	630	878	n/a	n/a			
	589	54	7.8	III	2.92	630	878	n/a	n/a			
	534	59	8.0	III	3.22	630	878	n/a	n/a			
	497	63	7.5	III	3.46	630	878	n/a	n/a			
	454	69	7.5	III	3.79	630	878	n/a	n/a			
	412	76	7.5	III	4.17	630	878	n/a	n/a			
	372	85	7.5	III	4.62	630	878	n/a	n/a			
	335	94	7.8	III	5.14	630	878	n/a	n/a			
	298	106	6.4	III	5.77	630	878	n/a	n/a			
	267	118	6.2	III	6.43	630	878	n/a	n/a			
	243	130	5.6	III	7.08	630	878	n/a	n/a			
	220	144	5.1	III	7.83	630	878	n/a	n/a			
	197	160	4.9	III	8.72	630	878	n/a	n/a			
	176	179	4.2	III	9.79	630	878	n/a	n/a			
	159	198	3.8	III	10.83	630	878	n/a	n/a			
	151	209	3.6	III	11.39	630	878	n/a	n/a			
	143	221	3.5	III	12.06	630	878	n/a	n/a			
	127	248	3.0	III	13.54	630	878	n/a	n/a			

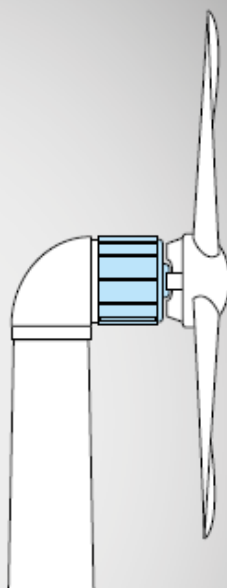


ANEXO E
CONEXIÓN DEL ALTERNADOR

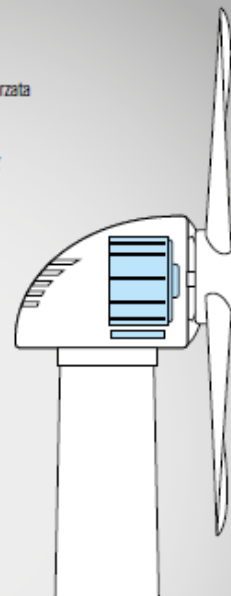
Applicazioni possibili Mounting arrangements

I generatori EV sono progettati per soddisfare tutte le possibili richieste di montaggio
EV generators are designed to satisfy all different mounting arrangements

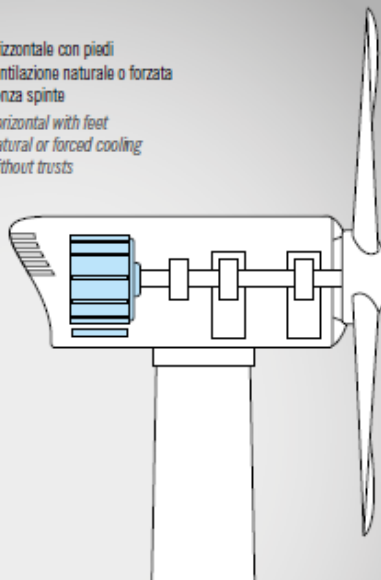
- A**
- > Orizzontale flangiato
 - > Ventilazione naturale
 - > Spinte assiali e radiali
 - > Horizontal flanged
 - > Natural cooling
 - > Axial and radial trusts



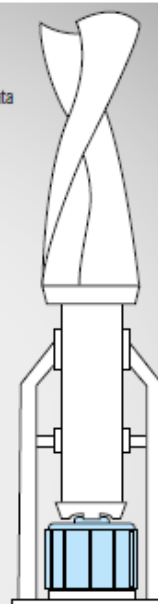
- B**
- > Orizzontale con piedi
 - > Ventilazione naturale o forzata
 - > Con o senza spinte
 - > Horizontal with feet
 - > Natural or forced cooling
 - > With or without trusts



- C**
- > Orizzontale con piedi
 - > Ventilazione naturale o forzata
 - > Senza spinte
 - > Horizontal with feet
 - > Natural or forced cooling
 - > Without trusts



- D**
- > Verticale flangiato
 - > Ventilazione naturale o forzata
 - > Senza spinte
 - > Vertical flanged
 - > Natural or forced cooling
 - > Without trusts



Soga S.p.A.
Via Della Tecnica, 15 • 36075 Montebelluna (VI) • ITALY
Phone +39 0444 747700 • Fax +39 0444 499269
sales.soga@sogaenergyteam.com

www.sogaenergyteam.com



ANEXO F
ESPECIFICACIONES Y DIMENSIONES DEL ALTERNADOR

EV 315 ÷ EV 900

potenze nominali e rendimenti

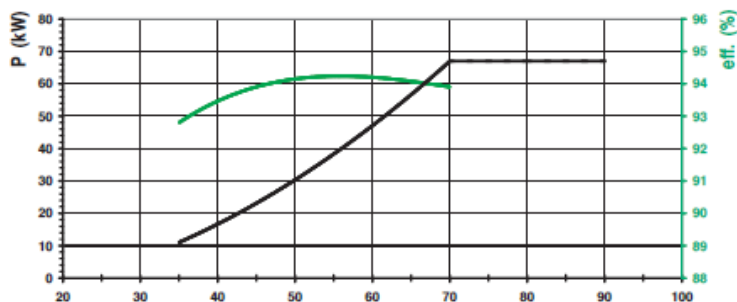
output powers and efficiencies

model	VELOCITÀ NOMINALE - RATED SPEED										
	40	45	50	60	70	80	90	100	110	120	
EV 315	S	rpm									
	M										
	L										
EV 400	S										
	M										
	L										
EV 560	S										
	M										
	L										
EV 710	S										
	M										
	L										
EV 900	S										
	M										

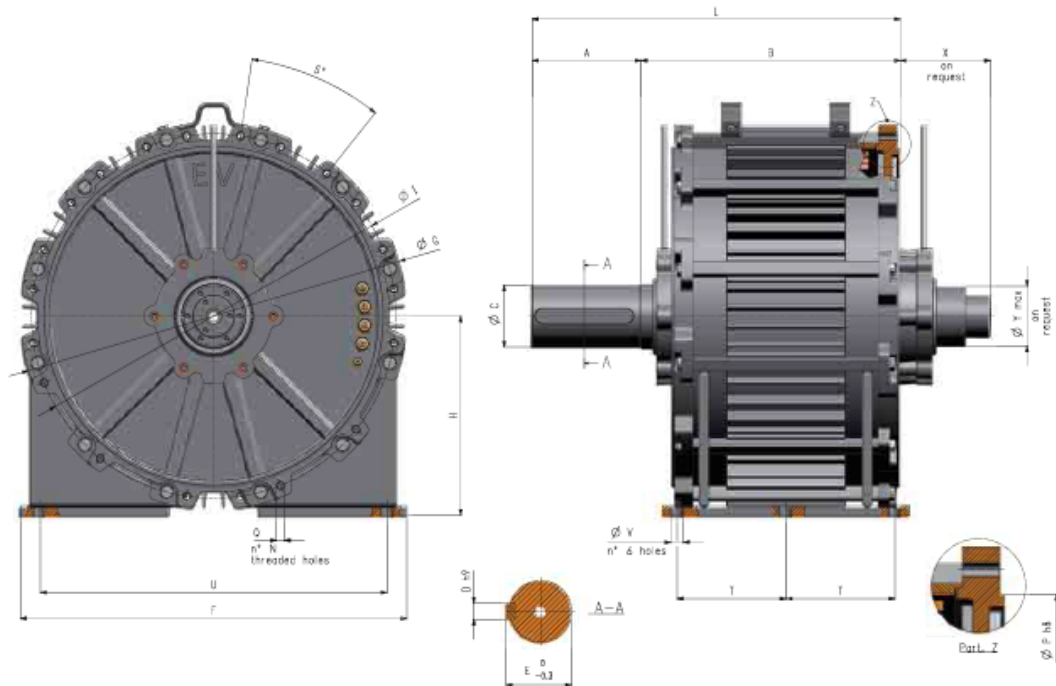
I dati sono riferiti alle seguenti condizioni: > Potenza resa ai morsetti del generatore con p.f. = 1 > Servizio continuo con ventilazione assistita > Temperatura ambiente massima 40 °C > Massima altitudine 1000 metri
Data are valid for the following conditions: > Rated power on generator terminals with p.f. = 1 > Continuous duty with external fan > Maximum ambient temperature: 40°C > Maximum altitude: 1000 m a.s.l.

un esempio (generatore EV 560 M • 66 kW • 70 rpm) della caratteristica potenza/giri con rendimenti per applicazione eolico

an example (generator EV 560 M • 66 kW • 70 rpm) of power vs speed characteristic with efficiencies for wind turbine application



dimensioni d'ingombro
overall dimensions



model		F [mm]	ØG [mm]	H [mm]	U [mm]	T [mm]	L [mm]	A [mm]	B [mm]	ØC [mm]	D [mm]	E [mm]	ØV [mm]	ØP [mm]	ØY [mm]	Q (threaded holes)	N (holes)	S [°]	ØI [mm]	mass [kg]
EV 315	S	625	640	340	545	155	573	210	363	100	28	106	22	570	80	M12	12	30	610	350
	M	625	640	340	545	180	623	210	413	100	28	106	22	570	80	M12	12	30	610	400
	L	625	640	340	545	205	673	210	463	100	28	106	22	570	80	M12	12	30	610	450
EV 400	S	780	780	400	700	180	663	220	443	125	32	132	26	685	120	M16	12	30	735	600
	M	780	780	400	700	220	743	220	523	125	32	132	26	685	120	M16	12	30	735	700
	L	780	780	400	700	260	823	220	603	125	32	132	26	685	120	M16	12	30	735	800
EV 560	S	1060	1070	560	980	205	795	300	495	175	45	185	26	940	140	M20	12	30	1010	1280
	M	1060	1070	560	980	240	865	300	565	175	45	185	26	940	140	M20	12	30	1010	1450
	L	1060	1070	560	980	275	935	300	635	175	45	185	26	940	140	M20	12	30	1010	1620
	XL	1060	1070	560	980	325	1035	300	735	175	45	185	26	940	140	M20	12	30	1010	1790
EV 710	S	1255	1300	710	1165	240	910	350	560	210	50	221	33	1170	160	M20	18	20	1240	2230
	M	1255	1300	710	1165	275	980	350	630	210	50	221	33	1170	160	M20	18	20	1240	2490
	L	1255	1300	710	1165	310	1050	350	700	210	50	221	33	1170	160	M20	18	20	1240	2720
EV 900	S	1620	1720	900	1550	325	1120	400	720	270	63	282	33	1560	190	M24	18	20	1640	4650
	M	1620	1720	900	1550	350	1170	400	770	270	63	282	33	1560	190	M24	18	20	1640	4980

ANEXO G
MATERIAL AISI 1045 – STEEL & TUBE

MEDIUM TENSILE STEEL – AISI 1045

AISI 1045 Medium Carbon, Medium Tensile Steel, supplied black as rolled, black as forged or normalised and bright drawn or smooth turned, offering good strength, toughness and wear resistance. Will through harden in sections up to 63mm – with a tensile strength of 620 - 850 MPa.

TYPICAL APPLICATIONS:

Axles, bolts, connecting rods, studs, rams, pins, rolls, spindles, ratchets, crankshafts, torsion bars, sockets, worms, light gears, guide rods etc.

SURFACE TREATMENT:

Will Flame or Induction harden with a typical surface hardness up to HRC 58.

PLATING:

Will electroplate but not suitable for hot dip galvanising

TYPICAL CHEMICAL ANALYSIS

Carbon	0.45%
Silicon	0.25%
Manganese	0.75%
Phosphorus	0.050% max
Sulphur	0.050% max

RELATED SPECIFICATIONS:

AS 1442-1992	1045 Black
AS 1443-1994	1045 Bright
BS 970-3-1991	080A42 OR 080A47
EN 10083-1-1991	1.1191 C45E
JIS G 4051	S45C
SAE & UNS	1045 & G10450
Werkstoff	1.0503 C45

TYPICAL MECHANICAL PROPERTIES – for guidance only

Finish	Yield Strength MPa	Tensile Strength MPa	Elongation %	Hardness HB
Cold Drawn	500 – 650	640 – 850	8 min	190 – 270
Smooth Turned	300 – 450	570 – 700	14 – 30	170 – 210
Hot Rolled / Forged	300 – 450	570 – 700	14 – 30	170 - 210

TYPICAL MECHANICAL PROPERTIES – for guidance only

Water or oil quenched at 830°C – 850°C and tempered between 540°C – 680°C.

Section mm	Yield Strength MPa	Tensile Strength MPa	Elongation %	Impact Izod J	Hardness HB
Up to 63	370 min	620 – 850	11 min	30	185 – 245

Supplied to chemical analysis only unless ordered in the heat-treated condition

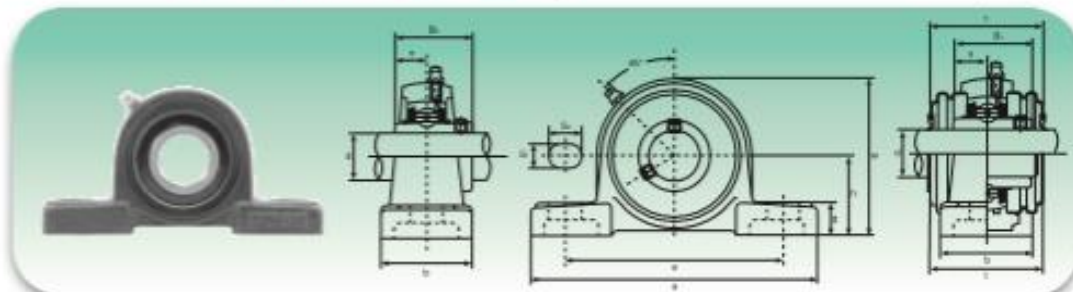
CALL US TODAY

To purchase our products 0800 109 999
www.stainless.steelandtube.co.nz

ANEXO H
RODAMIENTO ISB



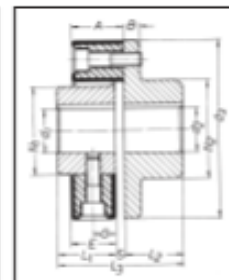
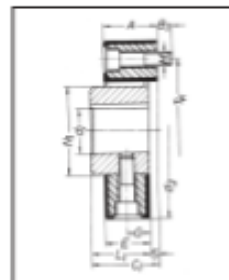
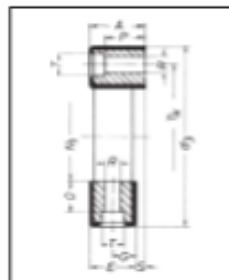
UCP2 Serie normal - Standard duty



Tipo Type	Dimensiones - Dimensions												Bul. B) Roll Size	Coeficientes de carga (N) Load ratings (N)		Rodamiento Bearing	Soporte Housing	Peso Weight
	d	h	a	e	b	S ₁	S ₂	g	w	t	B ₁	B ₂		Dinámica C Dynamic C	Estática C ₀ Static C ₀			
	mm/inch													mm/inch				
UCP201	12	30,2	12,7	9,5	38	13	19	14	62	44,5	31	12,7	M10	12160	6318	UC201	P203	0,69
UCP201-8	1/4	1 13/16	5	3/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 1/2	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 1/2	250	UC201-8	P203	0,69
UCP202	15	38,2	12,7	9,5	38	13	19	14	62	44,5	31	12,7	M10	12160	6318	UC202	P203	0,69
UCP202-9	9/16	1 13/16	5	3/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 1/2	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 1/2	250	UC202-9	P203	0,69
UCP202-10	5/8	1 3/4	5	3/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 1/2	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 1/2	250	UC202-10	P203	0,69
UCP203	17	42,2	12,7	9,5	38	13	19	14	62	44,5	31	12,7	M10	12160	6318	UC203	P203	0,68
UCP203-11	1 1/16	1 3/4	5	3/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 1/2	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 1/2	250	UC203-11	P203	0,68
UCP204	20	50,2	12,7	9,5	38	13	19	14	65	44,5	31	12,7	M10	12160	6318	UC204	P204	0,66
UCP204-12	3/4	1 5/8	5	3/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 1/2	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 1/2	250	UC204-12	P204	0,66
UCP205	25	63,5	14,0	10,5	38	13	19	15	71	48	34,1	14,3	M10	13300	7457	UC205	P205	0,81
UCP205-13	1 1/8	2 1/2	5 1/4	4 1/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 3/4	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 3/4	3500	UC205-13	P205	0,85
UCP205-14	1 1/8	2 1/2	5 1/4	4 1/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 3/4	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 3/4	3500	UC205-14	P205	0,83
UCP205-15	1 1/8	2 1/2	5 1/4	4 1/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 3/4	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 3/4	3500	UC205-15	P205	0,82
UCP205-16	1	2 1/4	5 1/4	4 1/8	1 1/2	1/2	3/4	1 1/4	2 3/4	1 3/4	1 1/4	1/2	3/8	1 3/4	3500	UC205-16	P205	0,81
UCP206	30	76,2	16,5	12,7	48	17	20	17	84	53	38,1	15,9	M14	18525	10735	UC206	P206	1,24
UCP206-17	1 1/8	3	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	3 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4000	UC206-17	P206	1,27
UCP206-18	1 1/8	3	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	3 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4000	UC206-18	P206	1,26
UCP206-19	1 1/8	3	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	3 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4000	UC206-19	P206	1,24
UCP206-20	1 1/8	3	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	3 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4000	UC206-20	P206	1,23
UCP207	35	89,2	16,7	12,7	48	17	20	18	93	59,5	42,9	17,5	M14	24415	14630	UC207	P207	1,58
UCP207-20	1 1/4	3 1/2	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4500	UC207-20	P207	1,64
UCP207-21	1 1/4	3 1/2	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4500	UC207-21	P207	1,61
UCP207-22	1 1/4	3 1/2	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4500	UC207-22	P207	1,58
UCP207-23	1 1/4	3 1/2	5/8	1 1/4	1 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	4500	UC207-23	P207	1,55
UCP208	40	101,6	18,4	13,7	54	17	20	18	100	69	49,2	19	M14	27645	16910	UC208	P208	1,89
UCP208-24	1 1/2	4	3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	5000	UC208-24	P208	1,93
UCP208-25	1 1/2	4	3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	5000	UC208-25	P208	1,90
UCP209	45	114,3	19,0	14,6	54	17	20	20	106	69	49,2	19	M14	32395	20235	UC209	P209	2,14
UCP209-26	1 3/8	4 1/2	7/8	1 1/4	2 1/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	5500	UC209-26	P209	2,24
UCP209-27	1 3/8	4 1/2	7/8	1 1/4	2 1/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	5500	UC209-27	P209	2,20
UCP209-28	1 3/8	4 1/2	7/8	1 1/4	2 1/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	5500	UC209-28	P209	2,14
UCP210	50	127,0	20,6	15,9	60	20	23	21	113	76,5	51,6	19	M16	33345	22135	UC210	P210	2,66
UCP210-29	1 3/4	5 1/4	1 1/4	5/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6000	UC210-29	P210	2,78
UCP210-30	1 3/4	5 1/4	1 1/4	5/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6000	UC210-30	P210	2,73
UCP210-31	1 3/4	5 1/4	1 1/4	5/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6000	UC210-31	P210	2,68
UCP210-32	1 3/4	5 1/4	1 1/4	5/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	4 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6000	UC210-32	P210	2,64
UCP211	55	141,3	21,9	17,1	60	20	23	23	125	76	55,6	22,2	M16	41230	27930	UC211	P211	3,31
UCP211-32	2	5 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6500	UC211-32	P211	3,46
UCP211-33	2	5 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6500	UC211-33	P211	3,40
UCP211-34	2	5 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6500	UC211-34	P211	3,35
UCP211-35	2	5 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	6500	UC211-35	P211	3,29
UCP212	60	152,4	24,1	18,4	70	20	23	25	138	89	65,1	25,4	M16	49780	34390	UC212	P212	4,90
UCP212-36	2 1/4	6 1/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7000	UC212-36	P212	5,03
UCP212-37	2 1/4	6 1/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7000	UC212-37	P212	4,95
UCP212-38	2 1/4	6 1/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7000	UC212-38	P212	4,88
UCP212-39	2 1/4	6 1/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7000	UC212-39	P212	4,81
UCP213	65	165,2	26,5	20,3	70	25	28	27	150	89	65,1	25,4	M20	54340	38095	UC213	P213	5,15
UCP213-40	2 5/8	6 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7500	UC213-40	P213	5,24
UCP213-41	2 5/8	6 1/2	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	5 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	7500	UC213-41	P213	5,15
UCP214	70	177,8	26,6	21,0	72	25	28	27	156	91,4	67,3	26,2	M20	59090	41895	UC214	P214	6,20
UCP214-42	2 3/4	7 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8000	UC214-42	P214	6,41
UCP214-43	2 3/4	7 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8000	UC214-43	P214	6,31
UCP214-44	2 3/4	7 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8000	UC214-44	P214	6,21
UCP215	75	190,5	27,5	21,7	74	25	28	28	162	95,0	70,0	27,0	M20	64030	45885	UC215	P215	7,16
UCP215-45	2 7/8	7 3/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8500	UC215-45	P215	7,41
UCP215-46	2 7/8	7 3/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8500	UC215-46	P215	7,30
UCP215-47	2 7/8	7 3/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8500	UC215-47	P215	7,19
UCP215-48	2 7/8	7 3/4	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	6 3/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	8500	UC215-48	P215	7,07
UCP216	80	203,2	29,2	23,2	78	25	28	30	174	101,6	76,2	28,6	M20	69065	50350	UC216	P216	8,10
UCP216-49	3 1/8	8 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	7 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	9000	UC216-49	P216	8,28
UCP216-50	3 1/8	8 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	7 1/4	2 1/4	1 3/4	3/4	1 1/4	2 1/4	9000	UC216-50	P216	8,15
UCP216-51	3 1/8	8 1/8	1 1/4	7/8	2 3/4	1 1/4	2 1/4	1 1/4	7 1/4	2 1/4	1 3/4							

ANEXO I
ACOPLE LOVEJOY

SERIE LF LOVEJOY



El acoplamiento LF actúa como amortiguador de sobrecargas y vibraciones.

DIMENSIONES

Tipo	d1		d2		d3	A	B	B1	C1	E	G	L1	L2	L3	M	N1	N2	S	T
	mín.	máx.	mín.	máx.															
1	8	19	8	25	56	24	7	7	26	22	11	24	24	50	M6	30	36	2	10
2	10	28	12	38	85	24	8	8	32	20	10	28	28	60	M6	40	55	4	14
4	12	30	15	45	100	28	8	8	34	24	12	30	30	64	M8	45	65	4	14
8	12	38	18	55	120	32	10	10	46	28	14	42	42	88	M10	60	80	4	17
16	15	48	20	70	150	42	12	12	56	36	18	50	50	106	M12	70	100	6	19
22	15	48	20	70	150	42	12	12	56	36	18	50	50	106	M12	70	100	6	19
25	15	55	20	85	170	46	14	14	61	40	20	55	55	116	M14	85	115	6	22
28	15	55	20	85	170	46	14	14	61	40	20	55	55	116	M14	85	115	6	22
30	20	65	25	100	200	58	16	16	74	50	25	66	66	140	M16	100	140	8	25
50	20	65	25	100	200	58	16	16	74	50	25	66	66	140	M16	100	140	8	25
90	30	85	30	110	260	70	19	20	86	62	31	80	80	168	M20	125	160	8	32
140	30	85	30	110	260	70	19	20	86	62	31	80	80	168	M20	125	160	8	32
250	40	115	40	130	340	85	19	20	108	77	54,5	100	100	208	M20	160	195	8	32
400	40	120	40	140	370	105	25	26	135	95	60,5	125	125	260	M24	170	200	10	45

Se dispone de tipos intermedios (Consultar).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Tipo			1	2	4	8	16	22	25	28	30	50	90	140	250	400
Descripción	Símbolo	Unidad														
1 Par Nominal	TKN	Nm	10	20	50	100	200	275	315	420	500	700	1100	1700	3000	5000
2 Par Máximo	TKmáx	Nm	25	60	120	280	560	750	875	1200	1400	2100	3150	4900	8750	12500
3 Ángulo de torsión	N máx.	grad. grad.	6	6	5	5	5	3	5	3	5	3	5	3	3	3
4 Velocidad máxima	n máx.	g/min.	10000	8000	7000	6500	6000	6000	5000	5000	4000	4000	3600	3600	3000	2500

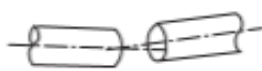
FLEXIBILIDAD:

PARALELO 3 mm.

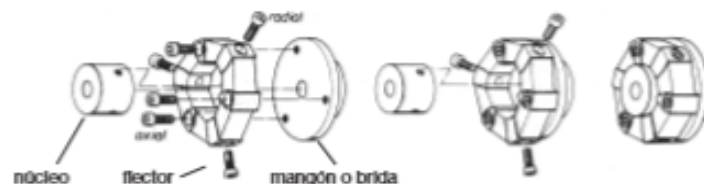
ANGULAR 4,5°

AXIAL 5 mm.

TORSIONAL 17°



SECUENCIA DE MONTAJE:



ANEXO J
CATÁLOGO RINGSPAN FRENO DE DISCO

Brake Calipers HW 150 HUK and HW 180 HUK

hydraulically activated – non-releasing
as yaw brake in wind turbines

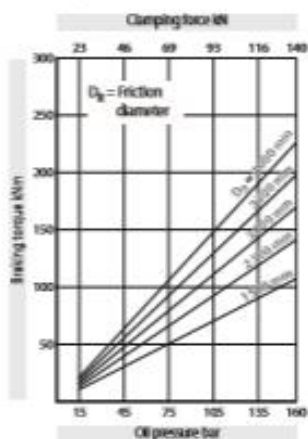
RINGSPANN®



Features	Code
Brake Caliper	H
Standard	W
With piston diameter 2 x 75 mm or piston diameter 2 x 90 mm	150 180
Hydraulically activated	H
Non-releasing	U
No adjustment to accommodate friction block wear	K
Max. clamping force 140 kN (HW 150)	140
Max. clamping force 200 kN (HW 180)	200
Example for ordering	
Brake Caliper HW 150 HUK, max. clamping force 140 kN:	
HW 150 HUK - 140	

Technical Data

Brake Caliper HW 150 HUK



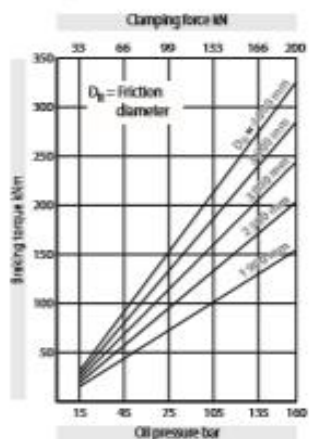
The braking torques shown in the diagram are based on a theoretical friction coefficient of 0.4.

Oil pressure: min. 15 bar
max. 160 bar

Oil volume: max. 133 cm³

Weight: ca. 65 kg

Brake Caliper HW 180 HUK



The braking torques shown in the diagram are based on a theoretical friction coefficient of 0.4.

Oil pressure: min. 15 bar
max. 160 bar

Oil volume: max. 190 cm³

Weight: ca. 65 kg

Other features

- High safety against leakage
- Easy change of friction blocks
- Painted with surface coating class C4-L according to ISO 12944
- For brake disc thickness $W = 30$ mm; larger brake disc thicknesses can be achieved with the use of a spacer installed by the customer

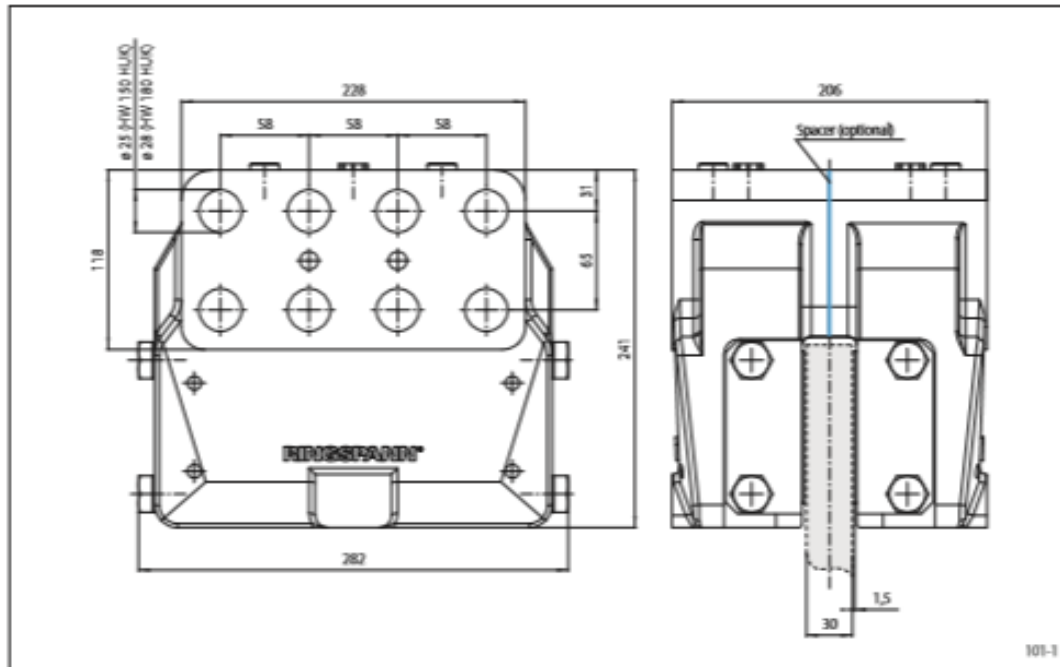
Accessories

- Optional painting with surface coating class C4-H or C5M-H (offshore) according to ISO 12944

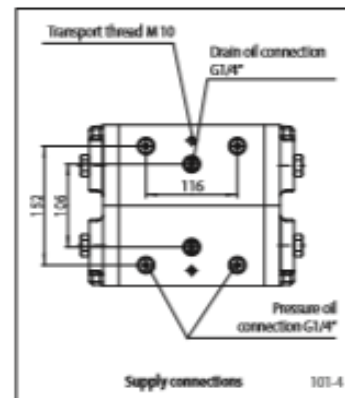
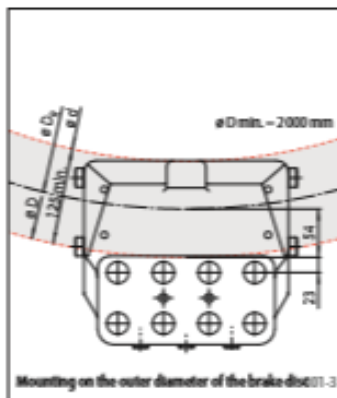
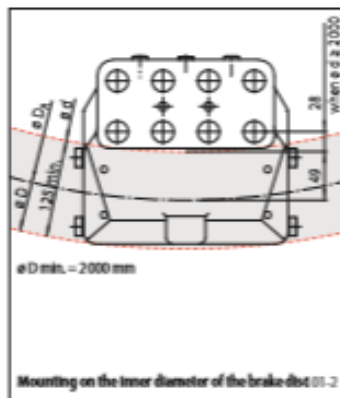
Brake Calipers HW 150 HUK and HW 180 HUK

RINGSPANN®

hydraulically activated – non-releasing
as yaw brake in wind turbines



Mounting



Calculation of the friction diameter

Mounting on the inner diameter of the brake disc:

$$D_R = d + (2 \cdot 49 \text{ mm})$$

(when $d \geq 2000 \text{ mm}$)

Mounting on the outer diameter of the brake disc:

$$D_R = D - (2 \cdot 54 \text{ mm})$$

Calculation of the braking torque

HW 150 HUK:

$$M_b = \frac{D_R}{1,132} \cdot p \cdot \mu$$

HW 180 HUK:

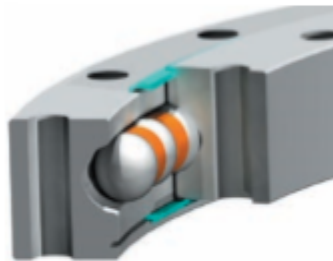
$$M_b = \frac{D_R}{0,786} \cdot p \cdot \mu$$

Formula symbols

- M_b = Braking torque [Nm]
- D = Outer diameter brake disc [mm]
- d = Inner diameter brake disc [mm]
- D_R = Friction diameter [mm]
- p = Oil pressure [bar]
- μ = Friction coefficient

ANEXO K
CATÁLOGO RODAMIENTOS Y CORONAS GIRATORIAS KAYDON

MT Series



Versions of these standard bearings with features manufactured to higher precision requirements can be used in machine tool, material handling, power transmission, radar, and robotics applications.

Contact Kaydon to speak with an applications engineer about the following options:

- Precision runout control
- Precision gear
- Preload for zero free play and increased stiffness
- Pilot diameters
- Tapped mounting holes
- Endurakote® plating for increased corrosion resistance

Kaydon also offers a high-precision KH Series in a standard line which incorporates all the above except Endurakote® plating.

Introduction

MT Series slewing ring bearings have a rectangular cross-section and range in size from 4 – 47 inches OD (100 – 1200 mm). They provide optimal economy and capacity for a given envelope dimension.

Design Features

The internal configuration consists of deep groove gothic arch raceways and maximum ball complement. This results in a four-point contact design which provides exceptional moment, thrust, and radial load capacities. Integral face riding seals for the larger sizes and non-contact shields for the smaller assist in the exclusion of contaminants. These features make them an ideal choice for a wide range of applications from light to heavy duty.

MT Series bearings are offered in non-g geared (MTO) and externally geared (MTE) configurations. The gears are Fellows Stub Involute up to the MTE-324 size and Stub Involute for larger sizes, all manufactured to AGMA Class Q6 quality. Contact Kaydon for tooth backlash allowance.

Part numbers ending in a "T" suffix have threaded mounting holes. Thread depths are a minimum of 1.5 times the nominal hole size diameter indicated.

Part numbers ending in an "X" suffix provide additional load capacity.

Availability

MT Series bearings are generally available from stock, and mating pinions for the geared versions through MTE-705 are also generally available. Refer to page 70 for mating pinions.

Applications

MT Series bearings have been used successfully in a wide range of applications from light to heavy duty.

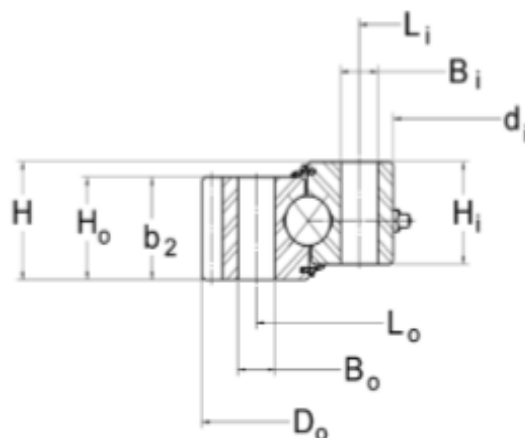
The smaller sizes are well suited for:

- Manipulators
- Jib cranes
- Lift-assist devices
- Work positioners

Larger sizes are well suited for:

- Truck-mounted cranes
- Aerial lifts
- Hoists
- Small wind turbines
- Non-precision positioning tables

MT Series



External Gear

Kaydon P/N	OUTLINE DIMENSIONS AND WEIGHT					MOUNTING HOLES					
	D _o	d _i	H	H _o /H _i	G APPROX. (lbs)	OUTER RING			INNER RING		
						L _o	n _o	B _o	L _i	n _i	B _i
	(in)	(in)	(in)	(in)	(lbs)	(in)		(in)	(in)		(in)
MTE-14S	12.286	5.709	1.968	1.732	38	10.630	16	0.562	6.890	16	0.562
MTE-14ST	12.286	5.709	1.968	1.732	38	10.630	16	5/8-11	6.890	16	5/8-11
MTE-14SX	12.286	5.709	1.968	1.732	38	10.630	16	0.594	6.890	16	0.594
MTE-210	14.686	8.268	1.575	1.496	38	13.190	16	0.562	9.449	20	0.562
MTE-210T	14.686	8.268	1.575	1.496	38	13.190	16	5/8-11	9.449	20	5/8-11
MTE-210X	14.686	8.268	1.968	1.732	44	13.190	16	0.594	9.449	20	0.594
MTE-26S	17.086	10.433	1.968	1.732	57	15.354	18	0.562	11.614	24	0.562
MTE-26ST	17.086	10.433	1.968	1.732	57	15.354	18	5/8-11	11.614	24	5/8-11
MTE-26SX	17.086	10.433	1.968	1.732	57	15.354	18	0.594	11.614	24	0.594
*MTE-324T	20.486	12.750	2.062	2.022	98	18.875	20	5/8-11	14.375	20	5/8-11
MTE-324X	20.486	12.770	2.375	2.063	99	18.875	20	0.688	14.375	20	0.688
MTE-41S	24.650	16.250	2.375	2.063	132	22.250	16	0.813	17.750	20	0.813
MTE-41ST	24.650	16.250	2.375	2.063	132	22.250	16	3/4-10	17.750	20	3/4-10
MTE-470	26.900	18.500	2.375	2.063	147	24.500	18	0.813	20.000	24	0.813
MTE-470T	26.900	18.500	2.375	2.063	147	24.500	18	3/4-10	20.000	24	3/4-10
MTE-540	29.650	21.250	2.375	2.063	163	27.250	24	0.813	22.750	28	0.813
MTE-540T	29.650	21.250	2.375	2.063	163	27.250	24	3/4-10	22.750	28	3/4-10
MTE-590	33.534	23.125	2.875	2.563	283	30.625	18	0.938	24.875	24	0.938
MTE-590T	33.534	23.125	2.875	2.563	283	30.625	18	7/8-9	24.875	24	7/8-9
MTE-70S	38.201	27.750	2.875	2.563	325	35.250	24	0.938	29.50	28	0.938
MTE-70ST	38.201	27.750	2.875	2.563	325	35.250	24	7/8-9	29.50	28	7/8-9
MTE-730	41.85	28.750	3.250	2.880	491	38.000	20	1.063	31.00	24	1.063
MTE-730T	41.85	28.750	3.250	2.880	491	38.000	20	1-8	31.00	24	1-8
MTE-870	47.444	34.250	4.250	3.875	771	43.875	24	1.188	36.25	28	1.188
MTE-870T	47.444	34.250	4.250	3.875	771	43.875	24	1 1/8-7	36.25	28	1 1/8-7

* Part number MTE-324 has been superseded by MTE-324E.

14

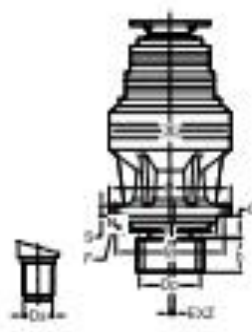
MT Series

TOOTH FORM	GEAR DATA ($\alpha = 20^\circ$)				F_z (lbs) MAX GEAR TOOTH LOAD	MOMENT RATING C_{rm} (ft-lbs)
	D_2 (in)	P_d	z_2	b_2 (in)		
FS	12.000	5/7	60	1.732	7,140	26,000
FS	12.000	5/7	60	1.732	7,140	26,000
FS	12.000	5/7	60	1.732	7,140	30,600
FS	14.400	5/7	72	1.496	5,810	44,500
FS	14.400	5/7	72	1.496	5,810	44,500
FS	14.400	5/7	72	1.732	7,290	52,100
FS	16.800	5/7	84	1.732	7,330	62,000
FS	16.800	5/7	84	1.732	7,330	62,000
FS	16.800	5/7	84	1.732	7,330	71,900
FS	20.200	5/7	101	2.022	8,700	102,400
FS	20.200	5/7	101	2.063	8,863	102,400
SD	24.250	4	97	2.063	10,420	159,200
SD	24.250	4	97	2.063	10,420	159,200
SD	26.500	4	106	2.063	10,460	191,600
SD	26.500	4	106	2.063	10,460	191,600
SD	29.250	4	117	2.063	10,520	232,000
SD	29.250	4	117	2.063	10,520	232,000
SD	33.000	3	99	2.563	17,290	338,700
SD	33.000	3	99	2.563	17,290	338,700
SD	37.667	3	113	2.563	17,390	443,200
SD	37.667	3	113	2.563	17,390	443,200
SD	41.200	2.5	103	2.630	21,290	588,000
SD	41.200	2.5	103	2.630	21,290	588,000
SD	46.800	2.5	117	3.875	31,620	873,800
SD	46.800	2.5	117	3.875	31,620	873,800

ANEXO L
CATÁLOGO MOTORREDUCTOR ROSSI



Type GR
Double pilot extended output support

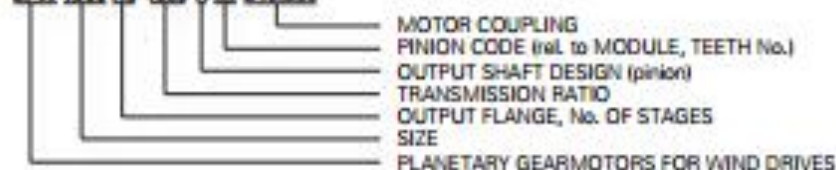


Type H, KT, S
Front fixing flange output support

Gear reducer EPW	Torque and range of ratios			Dimensions											Output pinion			
	Nominal torque	Peak static torque	Range of nom. ratios	D _s	F	G ₁	M	N	N _h	P	S	X ₁	module	b	D _p	EXZ		
	M _N	M _S	3 stages min + max															
Size Type	Nm	Nm	min + max	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
100H	1 600	2 200	42,5 + 530	50 × 45	10,5 ⁸	6	165	-	110	185	12	200	5-6	55	80	-		
100GR	1 600	2 200	42,5 + 530	58 × 53	17,5 ⁴	162	240	160	150	275	32	200	5-6	68	98	0,5		
200GR	2 500	4 000	42,5 + 530	58 × 53	17,5 ⁴	162	240	160	150	275	32	200	6-8	68	98	0,5		
300H	3 600	5 000	42,5 + 530	70 × 64	12,5 ¹⁰	39	245	-	175	272	20	240	6-8	90	110	-		
300GR	3 600	5 000	42,5 + 530	70 × 64	10,5 ⁸	142	224	200	195	244	63	240	8	90	110	-		
500H	6 300	10 000	42,5 + 450	70 × 64	12,5 ¹⁰	39	245	-	175	272	20	240	8-10	90	110	-		
500GR	6 300	10 000	42,5 + 450	70 × 64	10,5 ⁸	142	224	200	195	244	78	240	8-10	90	110	-		
800H	9 500	15 000	47,5 + 375	80 × 74	17,0 ¹²	40	250	-	200	280	22	280	10-12	90	120	-		
800GR	9 500	15 000	47,5 + 375	80 × 74	12,5 ¹⁰	184	260	240	200	280	80	280	10-12	90	120	-		
900S	9 500	15 000	47,5 + 375	70 × 64	22,0 ¹²	142,5	330	-	290	372	20	280	10-12	74	120	1,5		
900GR	9 500	15 000	54,5 + 280	80 × 74	14,5 ¹²	250	325	290	184	350	20	290	10-12	90	120	-		
904GR	9 500	15 000	54,5 + 280	80 × 74	22,0 ⁴	278	280	160	155	315	102	315	10-12	90	120	-		
990H	9 500	18 000	47,5 + 307	80 × 74	17,0 ¹²	72	250	-	220	285	22	280	10-12	90	120	1		
990GR	9 500	18 000	47,5 + 307	100 × 94	17,0 ²⁰	245	315	270	230	355	34	280	10-12	110	160	1		
1000GR	12 000	20 000	61,5 + 375	100 × 94	17,0 ¹⁸	303	350	278	228	380	30	313	12	110	160	0,75		
1300H	15 000	30 000	42,5 + 325	100 × 94	16,5 ²⁰	57	295	-	250	325	30	353	12-14	110	160	-		
1300S	15 000	30 000	42,5 + 325	100 × 94	13,5 ²⁴	120	295	-	257	325	40	353	12-14	110	160	1,5		
1300GR	15 000	30 000	42,5 + 325	100 × 94	17,0 ¹⁸	233	325	290	250	363	96	363	12-14	110	160	0,5		
1400GR	16 500	30 000	48,7 + 212	100 × 94	17,0 ¹⁸	303	350	278	228	380	30	313	12-14	110	160	0,75		
1800H	20 000	40 000	42,5 + 280	100 × 94	16,5 ²⁰	57	295	-	250	325	30	353	12-16	110	160	-		
1800GR	20 000	40 000	42,5 + 280	100 × 94	17,0 ¹⁸	233	325	290	250	363	118	363	12-16	110	160	0,5		
2500GR	26 000	52 000	54,5 + 280	100 × 94	17,0 ¹⁸	238	325	290	250	363	118	363	14-16	110	160	0,5		
3000GR	36 000	72 000	46,2 + 230	140 × 5	22,0 ²⁴	89	475	430	340	515	40	438	16-20	150	224	2,5/5		
3300KT	36 000	98 000	48,7 + 185	150 × 5	22,0 ²⁴	89	400	-	365	437	50	430	16-20	150	224	1,5		
4000GR	48 000	83 000	41,2 + 236	140 × 5	22,0 ²⁴	89	475	430	340	515	40	438	16-20	150	224	2,5/5		
4000KT	48 000	102 000	48,7 + 185	150 × 5	22,0 ²⁴	89	400	-	365	437	50	430	16-20	150	224	1,5		

Designation example:

EPW 1300 H3-1083-8 xx-D19,200



ANEXO M
GUÍA PARA EL USUARIO DE TROJAN BATTERIES

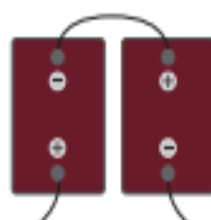
2.4 Conexión de baterías para aumentar la potencia en el sistema

Puede aumentar la capacidad y el voltaje, o ambos, al configurar sus baterías de la siguiente manera:

2.4.1 Conexiones en serie

Para aumentar el voltaje, conecte las baterías en serie. Esto no aumentará la capacidad del sistema. Consulte el Diagrama 1 para obtener información sobre las conexiones en serie.

Diagrama 1



Ejemplo

Dos baterías T-105 de 6 V con denominación de 225 Amp-Hora (AH) conectadas en serie

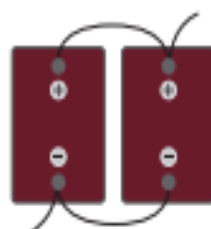
Voltaje del sistema: $6\text{ V} + 6\text{ V} = 12\text{ V}$

Capacidad del sistema = 225 AH

2.4.2 Conexiones en paralelo

Para aumentar la capacidad, conecte las baterías en paralelo. Esto no aumentará el voltaje del sistema. Consulte el Diagrama 2 para obtener información sobre las conexiones en paralelo.

Diagrama 2



Ejemplo

Dos baterías T-105 de 6 V con denominación de 225 AH, conectadas en paralelo

Voltaje del sistema: 6 V

Capacidad del sistema = $225\text{ AH} + 225\text{ AH} = 450\text{ AH}$

Lláme para obtener soporte técnico en configuraciones adicionales



SOPORTE TECNICO

800-423-6569 Ext. 3045 o +1-562-236-3045

2.4.3 Conexiones en serie/paralelo

Para aumentar tanto el voltaje como la capacidad, conecte otras baterías en serie y en paralelo. Consulte el Diagrama 3 para obtener información sobre las conexiones en serie/paralelo.

Diagrama 3



Ejemplo

Cuatro baterías T-105 de 6 V con denominación de 225 AH, conectadas en serie/paralelo

Voltaje del sistema: $6\text{ V} + 6\text{ V} = 12\text{ V}$

Capacidad del sistema = $225\text{ AH} + 225\text{ AH} = 450\text{ AH}$

2.5 Orientación de la batería

Las baterías de electrolito líquido de ciclo profundo deben estar en posición vertical en todo momento. El fluido que está dentro de la batería se derramará si ésta se coloca de costado o en ángulo. Las baterías de gel y las de malla de vidrio absorbente (AGM) de ciclo profundo son a prueba de derrames y por eso pueden colocarse en posición horizontal o vertical.



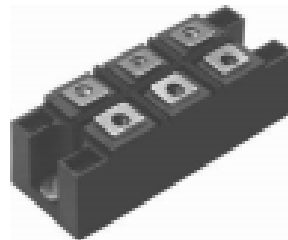
ANEXO N
CATÁLOGO RECTIFICADOR VISHAY



130-160MT..KPbF Series


Vishay High Power Products

Three Phase Bridge, 130/160 A (Power Modules)



MTK

FEATURES

- Package fully compatible with the industry standard INT-A-PAK power modules series
- High thermal conductivity package, electrically insulated case
- Excellent power volume ratio
- 4000 V_{RMS} isolating voltage
- UL E78598 approved 
- Totally lead (Pb)-free
- Designed and qualified for industrial level



RoHS
COMPLIANT

PRODUCT SUMMARY

I_O	130/160 A
-------	-----------

DESCRIPTION

A range of extremely compact, encapsulated three phase bridge rectifiers offering efficient and reliable operation. They are intended for use in general purpose and heavy duty applications.

MAJOR RATINGS AND CHARACTERISTICS

SYMBOL	CHARACTERISTICS	130MT..K	160MT..K	UNITS
I_O		130 (160)	160 (200)	A
	T_C	85 (62)	85 (60)	°C
I_{RMS}	50 Hz	1130	1430	A
	60 Hz	1180	1500	
P_T	50 Hz	6400	10 200	A^2/s
	60 Hz	5800	9300	
$P_{T\delta}$		64 000	102 000	A^2/s
V_{RMS}	Range	800 to 1600		V
T_{stg}	Range	- 40 to 150		°C
T_J				

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

VOLTAGE RATINGS

TYPE NUMBER	VOLTAGE CODE	V_{RMS} , MAXIMUM REPETITIVE PEAK REVERSE VOLTAGE V	V_{RMS} , MAXIMUM NON-REPETITIVE PEAK REVERSE VOLTAGE V	I_{RMS} , MAXIMUM AT T_J = MAXIMUM mA
130-160MT..K	80	800	900	10
	100	1000	1100	
	120	1200	1300	
	140	1400	1500	
	160	1600	1700	

130-160MT..KPbF Series

Vishay High Power Products Three Phase Bridge, 130/160 A
(Power Modules)



FORWARD CONDUCTION								
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS			130MT.K	160MT.K	UNITS	
Maximum DC output current at case temperature	I_o	120° rect. conduction angle			130 (160)	160 (200)	A	
					85 (92)	85 (92)	°C	
Maximum peak, one-cycle forward, non-repetitive surge current	I_{FSM}	$t = 10\text{ ms}$	No voltage reapplied	$T_J = T_J$ maximum	1120	1400	A	
		$t = 0.3\text{ ms}$			1180	1500		
		$t = 10\text{ ms}$	100 % V_{FSM} reapplied		950	1200		
		$t = 0.3\text{ ms}$			1000	1260		
Maximum P_t for lasing	P_t	$t = 10\text{ ms}$	No voltage reapplied			64 000	102 000	A^2/s
		$t = 0.3\text{ ms}$				5800	9300	
		$t = 10\text{ ms}$	100 % V_{FSM} reapplied			4500	7200	
		$t = 0.3\text{ ms}$				4100	6600	
Maximum P_t for lasing	P_t	$t = 0.1$ to 10 ms , no voltage reapplied			64 000	102 000	A^2/s	
Low level value of threshold voltage	V_{TPOH}	$(16.7\% \times \pi \times I_{FSM}) < I < \pi \times I_{FSM}$, T_J maximum			0.78	0.81	V	
High level value of threshold voltage	V_{TPOH}	$I > \pi \times I_{FSM}$, T_J maximum			0.99	1.04		
Low level value of forward slope resistance	r_n	$(16.7\% \times \pi \times I_{FSM}) < I < \pi \times I_{FSM}$, T_J maximum			4.59	3.52	mΩ	
High level of forward slope resistance	r_o	$I > \pi \times I_{FSM}$, T_J maximum			4.17	3.13		
Maximum forward voltage drop	V_{FSM}	$I_o = 200\text{ A}$, $T_J = 25\text{ °C}$, $t_p = 400\text{ }\mu\text{s}$ single junction			1.63	1.49	V	
RMS isolation voltage	V_{ISO}	$T_J = 25\text{ °C}$, all terminal shorted $f = 50\text{ Hz}$, $t = 1\text{ s}$			4000			

THERMAL AND MECHANICAL SPECIFICATIONS					
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS	130MT.K	160MT.K	UNITS
Maximum junction operating and storage temperature range	T _J , T _{stg}		- 40 to 150		°C
Maximum thermal resistance, junction to case	R _{JUC}	DC operation per module	0.16	0.12	kW
		DC operation per junction	0.50	0.73	
		120° rect. conduction angle per module	0.18	0.15	
		120° rect. conduction angle per junction	1.08	0.88	
Maximum thermal resistance, case to heatsink	R _{JCS}	Per module Mounting surface smooth, flat and greased	0.03		Nm
Mounting torque ± 10 %	<div>to heatsink</div> <div>to terminal</div>	A mounting compound is recommended and the torque should be rechecked after a period of 3 hours to allow for the spread of the compound.	4 to 6		
Approximate weight		Lubricated threads.	176		



130-160MT..KPbF Series

Three Phase Bridge, 130/160 A Vishay High Power Products
(Power Modules)

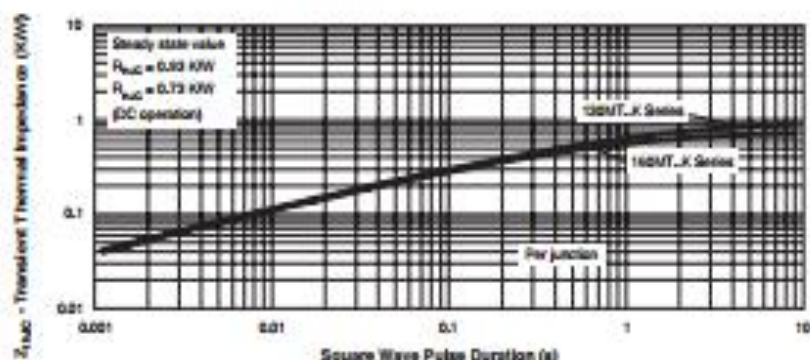


Fig. 11 - Thermal Impedance $Z_{\theta JC}$ Characteristics

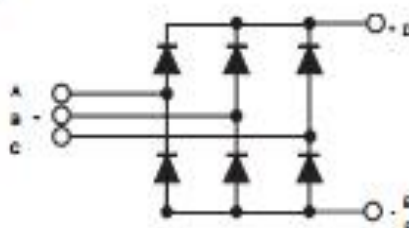
ORDERING INFORMATION TABLE

Device code	16	0	MT	160	K	PbF
	①	②	③	④	⑤	
①	- Current rating code: 13 = 130 A (average) 16 = 160 A (average)					
②	- Three phase diodes bridge					
③	- Essential part number					
④	- Voltage code $\times 10 = V_{RRM}$ (see Voltage Ratings table)					
⑤	- PbF = Lead (Pb)-free					

Note

• To order the optional hardware go to www.vishay.com/doc?95172

CIRCUIT CONFIGURATION



LINKS TO RELATED DOCUMENTS	
Dimensions	http://www.vishay.com/doc?95004

ANEXO O
CATÁLOGO OSCILADOR BLUESUN SOLAR

Características Y Ventajas

Growatt 10000W 12000W 18000W 20000W 3 fase rejilla la corbata Solar Inverter para azotea comercial



ON GRID INVERTER 10000-20000UE

- ▶ DC input voltage up to 1000V
- ▶ Maximum efficiency of 98%
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless
- ▶ Compact design
- ▶ Multi-MPP controller
- ▶ MTL - String
- ▶ Ethernet / RF technology / WiFi
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ Comprehensive Growatt warranty program



características:

- * DC entrada tensión hasta 1000V
- * máxima eficiencia de 98%
- * interno de la C.C. interruptor
- * sin transformador
- * diseño compacto
- * MPP Multi controlador
- * MTL - cadena
- * Ethernet / tecnología RF / WiFi
- * Leading - edge Technology
- * control de control
- * de

de fácil instalación * garantía de completa Growatt programa

Datasheet	Growatt 10000UE	Growatt 12000UE	Growatt 18000UE	Growatt 20000UE
Input Data				
Max. DC power	11000W	13200W	19800W	22000W
Max DC voltage	1000V	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	350V	350V	350V	350V
PV voltage range	180V - 1000V	180V - 1000V	180V - 1000V	180V - 1000V
MPP voltage range / nominal voltage	300V - 1000V / 600V	300V - 1000V / 600V	300V - 1000V / 600V	300V - 1000V / 600V
Full load DC voltage range	400V - 800V	400V - 800V	400V - 800V	400V - 800V
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	3/3	3/3	3/3	3/3
Max. input current	15A / 15A	17A / 17A	23A / 23A	26A / 26A
Max. input current per string	20A	20A	20A	20A
Output (AC)				
Rated AC output power	1000W	1210W	1800W	2000W
Max. AC apparent power	1000VA	1210VA	1800VA	2000VA
Max. output current	5.6A	5.9A	28.6A	33A
AC nominal voltage, range	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V
AC grid frequency, range	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz
Power factor at rated power	1	1	1	1
Displacement power factor configurable	0-0.9leading - 0-0.9lagging	0-0.9leading - 0-0.9lagging	0-1leading -0-1lagging	0-1leading - 0-1lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	3W/PE, 3W+PE(Optional)	3W/PE, 3W+PE(Optional)	3W/PE, 3W+PE(Optional)	3W/PE, 3W+PE(Optional)
Efficiency				
Max efficiency	98%	98%	98%	98%
Full - eta	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
MPP efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Protection Devices				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch for each MPPT	yes	yes	yes	yes
Output AC overcurrent protection	yes	yes	yes	yes
Output AC overvoltage protection - varistor	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes
Integrated all-pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes
General Data				
Dimensions (W / H / D)	490/740/235 mm	490/740/235 mm	570/740/235 mm	570/740/235 mm
Weight	41kg	41kg	60kg	60kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (with derating above45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above45°C)
Noise emission (typical)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)
Self-Consumption (night)	≤0.5W	≤0.5W	≤0.5W	≤0.5W
Standby consumption	12W	12W	12W	12W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP 65	IP 65
Altitude	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating
Relative Humidity	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Features				
DC connection	H4MC4(optional)	H4MC4(optional)	H4MC4(optional)	H4MC4(optional)
AC connection	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal
Display	LCD	LCD	LCD	LCD
Interface: RS232/485/ Ethernet/WiFi	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt
Warranty:5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt

ANEXO P
CATÁLOGO TRANSFORMADOR

Transformadores Pad-Mounted

Pad Mounted Transformers

APLICACIÓN

Los transformadores tipo pad-mounted (pedestal) Romagnole son diseñados para uso en instalaciones de distribución de energía eléctrica residencial, comercial e industrial donde los aspectos de seguridad, confiabilidad y estética son necesarios.

CARACTERÍSTICAS ESTÁNDARES

- Cumple con las normas IEEE y de las concesionarias de energía
- Conmutador de derivaciones sin carga (en transformadores con derivaciones)
- Aisladores y terminales secundarios
- Aisladores primarios fijados externamente
- Terminales de puesta a tierra
- Tapa del tanque atomillada
- Válvula de drenaje
- Tapón de llenado
- Válvula de sobrepresión
- Ganchos para izar
- Placa de características
- Fusibles bayoneta (solo para tipo dead front)
- Fusibles limitadores de corriente (solo para dead front)
- Indicador de nivel de aceite

CARACTERÍSTICAS OPCIONALES

- Elevación de temperatura 55/65 °C
- Construcción para sistema anillo o radial
- Indicador de presión y vacío
- Termómetro indicador de la temperatura del aceite con o sin contactos
- Llave de dos posiciones (on/off) para operación bajo carga
- Llave de cuatro posiciones tipo T-Blade
- Indicador de nivel de aceite con o sin contactos
- Disyuntor termomagnético en el primario
- Aceite tipo vegetal

CARACTERÍSTICAS NOMINALES

- Potencias – 25 kVA hasta 1500 kVA
- Clases de Tensión primarias
 - * 15 kV – NBI 95 kV
 - * 25 kV – NBI 150 kV
- Tensiones secundarias
 - * 208/120 V para trifásicos
 - * 480/277 V para trifásicos
 - * 240/120 V para monofásicos
- Frecuencia – 50 o 60 Hz
- Para otras características entrar en contacto con nuestra planta

APPLICATION

Romagnole pad mounted transformers are designed to be used in urban energy areas and in commercial and industrial installations that requests characteristics as security, reliability and also esthetic.

STANDARD FEATURES

- Designed and manufactured according with IEEE standards, also customs made as the Utility standard.
- De-energized operation tap-changers
- Secondary terminals and bushings
- Primary terminals and bushings externally installed
- Grounding Connectors
- Bolted Cover for Tank Access
- Drain Valve
- Filling Device
- Pressure relief device
- Lifting Lugs
- Nameplate
- Bay-o-net fuses (just for Dead Front)
- Current limiting fuses (Just for Dead Front)
- Liquid level gauge

OPTIONAL FEATURES

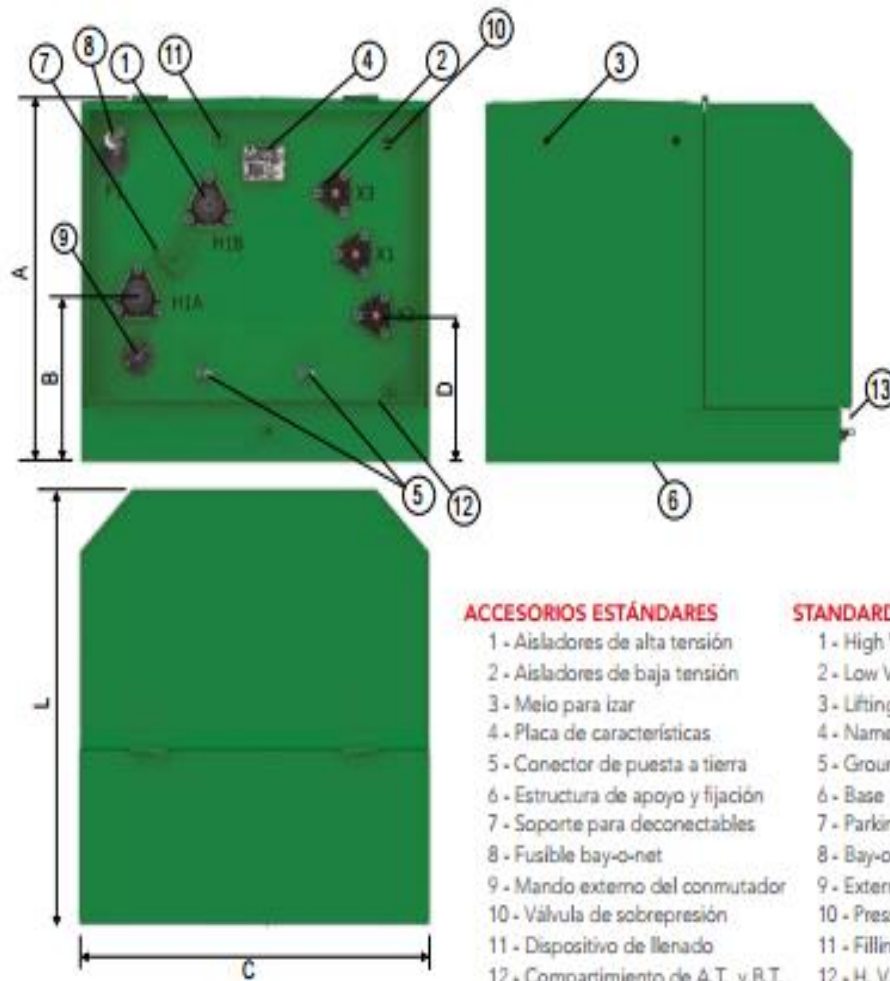
- Temperature Rise 55/65 °C (131/149 °F)
- Radial Feed or Loop Feed
- Pressure vacuum gauge
- Dial type thermometer With or Without Contacts
- Two positions (on/off) loadbreak oil switch
- T-Blade four positions switch
- Liquid level gauge with or without contacts
- Thermomagnetic breaker on Primary
- Vegetable Oil

RATINGS

- kVA ratings – 25 kVA up to 1500 kVA
- Primary voltage
 - * 15kV – BIL 95kV
 - * 25 kV – BIL 150 kV
- Secondary Voltage
 - * 208/120 V for three phase
 - * 480/277 V for three phase
 - * 240/120 V for single phase
- Frequency – 50Hz or 60 Hz
- For more information please contact our Factory



3.1 - Single Phase Pad-mounted Transformer 25 kVA up to 100 kVA



ACCESORIOS ESTÁNDARES


- 1 - Aisladores de alta tensión
- 2 - Aisladores de baja tensión
- 3 - Molo para izar
- 4 - Placa de características
- 5 - Conector de puesta a tierra
- 6 - Estructura de apoyo y fijación
- 7 - Soporte para desconectables
- 8 - Fusible bay-o-net
- 9 - Mando externo del conmutador
- 10 - Válvula de sobrepresión
- 11 - Dispositivo de llenado
- 12 - Compartimiento de A.T. y B.T.
- 13 - Puerta del compartimiento

STANDARD ACCESSORIES

- 1 - High Voltage Bushings
- 2 - Low Voltage Bushings
- 3 - Lifting Lug
- 4 - Nameplate
- 5 - Grounding Connector
- 6 - Base
- 7 - Parking Stands
- 8 - Bay-o-net fuses
- 9 - External Operated Tap Changer
- 10 - Pressure relief device
- 11 - Filling Device
- 12 - H. V. and L. V. Compartment
- 13 - Compartment Door

DIMENSIONES APROXIMADAS APPROXIMATE DIMENSIONS (mm)						
POT. (KVA)	15 kV					
	A	C	L	B	D	KG
25	760	860	860	345	305	440
50	760	860	915	345	305	470
75	830	880	950	415	375	540
100	860	880	980	415	405	710

ANEXO Q
CATÁLOGO ACCERMITTAL ACERO S355NL




H41

Aceros estructurales soldables de grano fino, normalizados o con laminado de normalización

Estos aceros se utilizan en la fabricación de componentes soldados que deben soportar elevados niveles de esfuerzo, como por ejemplo, esta torre eólica.

Fecha de actualización: 2017-1-26



Propiedades

Los aceros estructurales soldables de grano fino responden a las exigencias de la norma EN 10025-3:2004, en donde se definen cuatro niveles de propiedades mecánicas. Cada calidad puede ser entregada con propiedades de resiliencia garantizadas a -20°C (calidades N) o a -50°C para las aplicaciones a bajas temperaturas (calidades NL).

Ventajas

Los aceros estructurales soldables de grano fino pueden recibir un tratamiento de normalización o bien de colaminación normalizante, manteniendo de este modo sus propiedades mecánicas al someter las piezas soldadas a un proceso de normalización.

Aplicaciones

Estos aceros se destinan a la fabricación de componentes soldados que deben soportar elevados niveles de esfuerzo. Entre sus aplicaciones más características están los puentes, las torres eléctricas y otras estructuras arquitectónicas.

Desde el 1 de julio de 2013, el Reglamento de Productos de Construcción de la Unión Europea (Nº 305/2011 – CPR) exige colocar el marcado CE a todos los productos suministrados de acuerdo con una norma armonizada (p. ej. la EN 10025). Este marcado CE garantiza, para los usos definidos en la norma, las propiedades descritas en la declaración de prestaciones remitida por el fabricante.

Opciones disponibles

Previo acuerdo se puede solicitar:

- Reducción del carbono equivalente
- Orientación transversal para el ensayo de resiliencia
- Propiedades de deformación mejoradas en sentido perpendicular a la superficie del producto según la norma EN 10164 (ensayo Z)
- Aptitud al conformado en frío
- Ensayo de tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT)
- Otras opciones especificadas en la norma

Equivalencia marcas y normas

	EN 10025-3:2004	DIN 17102:1983	UNE 36081:1976	NFA 36 201:1992	BS 4360:1990	UN	SS 14	EN 10113-2:1993
S275N EN 10025-3	S275N	STE 285	AE 285 KG / AE 285 KW			Fe E 275 KG N		S275N
S275NL EN 10025-3	S275NL	T STE 285	AE 285 KT		43 EE	Fe E 275 KT N		S275NL
S355N EN 10025-3	S355N	STE 355	AE 355 KG / AE 355 KW	E 355 R		Fe E 355 KG N	2134-01	S355N
S355NL EN 10025-3	S355NL	T STE 355	AE 355 KT	E 355 FP	50 EE	Fe E 355 KT N	2135-01	S355NL
S420N EN 10025-3	S420N	STE 420	AE 420 KG / AE 420 KW	E 420 R				S420N
S420NL EN 10025-3	S420NL	T STE 420	AE 420 KT	E 420 FP				S420NL
S460N EN 10025-3	S460N	STE 460	AE 460 KG / AE 460 KW	E 460 R		Fe E 460 KG N		S460N
S460NL EN 10025-3	S460NL	T STE 460	AE 460 KT	E 460 FP	55 EE	Fe E 460 KT N		S460NL

Dimensiones

Para más información sobre las dimensiones disponibles, véase la Tabla A en la ficha H99 para los límites de espesor especificados a continuación:

Grado de acero	Espesor mínimo (mm)	Espesor máximo (mm)
S275 N / NL	5	150
S275 NR		40
S355 N		120
S355 NL		100
S355 NR		40
S420 N / NL		100
S460 N / NL		80*

NR: Proceso de laminación de normalizado
* Previo acuerdo

Tolerancias: en conformidad con la norma EN 10029

Características mecánicas

	Sentido	Espe sor (mm)	R _k (MPa)	R _m (MPa)	A 5,65yS ₀ (%)	KV 20°C (J)	KV 0°C (J)	KV -10°C (J)	KV -20°C (J)	KV -30°C (J)	KV -40°C (J)	KV -50°C (J)
S355N EN 10025-3	L	5 - 120	-	-	-	≥ 55	≥ 47	≥ 43	≥ 40	-	-	-
	T	5 - 16	≥ 355	470 - 630	≥ 22	≥ 31	≥ 27	≥ 24	≥ 20	-	-	-
		16 - 40	≥ 345									
		40 - 63	≥ 335		450 - 600	≥ 21						
		63 - 80	≥ 325									
		80 - 100	≥ 315									
100 - 120	≥ 295											
S355NL EN 10025-3	L	5 - 100	-	-	-	≥ 63	≥ 55	≥ 51	≥ 47	≥ 40	≥ 31	≥ 27
	T	5 - 16	≥ 355	470 - 630	≥ 22	≥ 40	≥ 34	≥ 30	≥ 27	≥ 23	≥ 20	≥ 16
		16 - 40	≥ 345									
		40 - 63	≥ 335		≥ 21							
		63 - 80	≥ 325									
		80 - 100	≥ 315									
S420N EN 10025-3	L	5 - 100	-	-	-	≥ 55	≥ 47	≥ 43	≥ 40	-	-	-
	T	5 - 16	≥ 420	520 - 680	≥ 19	≥ 31	≥ 27	≥ 24	≥ 20	-	-	-
		16 - 40	≥ 400									
		40 - 63	≥ 390		≥ 18							
		63 - 80	≥ 370									
		80 - 100	≥ 360									

Análisis químicos

	Espesor (mm)	C (%)	Mn (%)	P (%)	S (%)	Si (%)	Al (%)	Cu (%)	Cr (%)	Ni (%)	Mo (%)	Nb (%)	V (%)	Ti (%)	N (%)	C _{eq} (%)
S275N EN 10025-3	5 - 100 100 - 150	≤ 0,18	0,50 - 1,50	≤ 0,030	≤ 0,025	≤ 0,40	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,05	≤ 0,050	≤ 0,015	≤ 0,40 ≤ 0,42
	5 - 100 100 - 150	≤ 0,16 ≤ 0,18	0,50 - 1,50	≤ 0,025 ≤ 0,030	≤ 0,020 ≤ 0,025	≤ 0,40	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,05	≤ 0,050	≤ 0,015	≤ 0,40 ≤ 0,42
S355N EN 10025-3	5 - 63 63 - 120	≤ 0,20	0,90 - 1,65	≤ 0,030	≤ 0,025	≤ 0,50	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,50	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,12	≤ 0,050	≤ 0,015	≤ 0,43 ≤ 0,45
	5 - 63 63 - 100	≤ 0,18	0,90 - 1,65	≤ 0,025	≤ 0,020	≤ 0,50	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,50	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,12	≤ 0,050	≤ 0,015	≤ 0,43 ≤ 0,45
S420N EN 10025-3	5 - 63 63 - 100	≤ 0,20	1,00 - 1,70	≤ 0,030	≤ 0,025	≤ 0,60	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,80	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,20	≤ 0,050	≤ 0,025	≤ 0,48 ≤ 0,50
	5 - 63 63 - 100	≤ 0,20	1,00 - 1,70	≤ 0,025	≤ 0,020	≤ 0,60	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,80	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,20	≤ 0,050	≤ 0,025	≤ 0,48 ≤ 0,50
S460N EN 10025-3	5 - 63 63 - 80	≤ 0,20	1,00 - 1,70	≤ 0,030	≤ 0,025	≤ 0,60	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,80	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,20	≤ 0,050	≤ 0,025	≤ 0,53 ≤ 0,54
	5 - 63 63 - 80	≤ 0,20	1,00 - 1,70	≤ 0,025	≤ 0,020	≤ 0,60	≥ 0,020	≤ 0,55	≤ 0,30	≤ 0,80	≤ 0,10	≤ 0,050	≤ 0,20	≤ 0,050	≤ 0,025	≤ 0,53 ≤ 0,54

ANEXO R
PERNOS DE ANCLAJE

Anclaje de expansión Kwik Bolt 3 (KB 3) 3.3.6

Tabla 12 - Resistencia de diseño del acero para Kwik Bolt 3 de acero inoxidable^{1,2}

Diámetro nominal del anclaje	Empotramiento nominal pulg. (mm)	Tensión ³ ϕN_{sa} lb (kN)	Corte ⁴ ϕV_{sa} lb (kN)
1/4	1-3/4 (44)	1,725 (7.7)	1,090 (4.8)
3/8	2-3/8 (60)	5,175 (23.0)	3,235 (14.4)
1/2	2-1/4 (57)	9,490 (42.2)	2,725 (12.1)
	3-1/2 (89)		4,510 (20.1)
5/8	3-1/2 (89)	14,665 (65.2)	5,820 (25.9)
	4-3/8 (111)		9,295 (41.3)
3/4	4-1/4 (108)	16,200 (72.1)	7,735 (34.4)
	5-1/2 (140)		15,305 (68.1)
1	4-1/2 (114)	31,735 (141.2)	8,130 (36.2)
	6-1/4 (159)		17,775 (79.1)


1 Consulte la sección 3.1.7.3 para convertir el valor del esfuerzo admisible de diseño al valor ASD.

2 Los anclajes de acero inoxidable Kwik Bolt 3 deben considerarse como elementos de acero dúctil.

3 Tensión $\phi N_{sa} = \phi A_{sa} f_{sa}$ como se indica en ACI 318 Capítulo 17.

4 Los valores de corte están determinados por medio de pruebas de corte estático con $\phi V_{sa} < \phi 0.60 A_{sa} f_{sa}$ como se indica en ACI 318 Capítulo 17.

ANEXO S PLANOS

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros Iván Felipe Luna González y María Fernanda Ramos Roa en calidad de titulares de la obra Diseño de un aerogenerador para suministro de energía eléctrica para el alumbrado nocturno-externo de la planta Vidrio Andino S.A, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

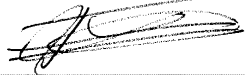
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 31 días del mes de Junio del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Iván Felipe	Luna González
Documento de identificación No	Firma
1070972280	

Autor 2

Nombres	Apellidos
María Fernanda	Ramos Roa
Documento de identificación No	Firma
1020798554	María Fernanda Ramos Roa